

ISSN 1608-5043

научно-технический журнал

# Георесурсы

2(25) 2008



**ГУП «НПО ГЕОЦЕНТР РТ»:  
РЕЗУЛЬТАТЫ,  
ДОСТИЖЕНИЯ,  
ПЕРСПЕКТИВЫ**

INTERNATIONAL JOURNAL OF SCIENCE

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

**Редакционная коллегия:**

Главный редактор – Н.Н. Христофорова  
e-mail: [Natalya.Khristoforova@ksu.ru](mailto:Natalya.Khristoforova@ksu.ru)

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

**Минеральные ресурсы:** Р.Х. Муслимов, Т.М. Акчуринов, Е.Б. Грунис, Н.С. Гатиятуллин, Н.П. Запиров, А.Б. Золотухин, И.А. Ларочкина, Ф.М. Хайретдинов, Р.С. Хисамов

**Редакционный совет:**

А.В. Аганов, А.С. Борисов, О.В. Бодров, Б.В. Буров, С.А. Горбунов, В.Г. Изотов, Г.А. Криари, Р.Х. Масагутов, Д.К. Нургалеев, И.Н. Плотникова, В.В. Самарцев, В.М. Смелков, В.А. Трофимов, Ф.Ф. Шагидуллин

**Группа маркетинга и дизайна:**

Зам. главного редактора:

А.В. Николаев, e-mail: [Navan@inbox.ru](mailto:Navan@inbox.ru)  
Д.А. Христофорова, e-mail: [Daria.Khr@mail.ru](mailto:Daria.Khr@mail.ru)  
Технический редактор: В.Н. Малинина  
Верстка, дизайн обложек:  
А.В. Николаев, Д.А. Христофорова

**Адрес редакции:**

**Казанский государственный университет**  
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия  
**Россия:** Тел/факс: +7 8432 924454  
**Великобритания:** Voice/Fax: +44 7092 195840 (UK)  
**США:** Voice/Fax: +1 435 304 9361 (USA)  
e-mail: [georesources@ksu.ru](mailto:georesources@ksu.ru)

**Издательство Казанского университета**  
Кремлевская 18, Казань, 420008, Россия  
Тел/факс +7 8432 924454  
Свидетельство о регистрации СМИ: ПИ № 77-11725  
выдано Министерством Российской Федерации по делам печати, телерадиовещания и средств массовых коммуникаций

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год  
Индекс в Каталоге «Роспечать» - 36639  
Электронная версия журнала содержится на сайте: «eLIBRARY.RU: Российская научная периодика в онлайн».

Отпечатано в ООО «Союз 24»,  
420021, Россия, г. Казань, ул. Каюма Насыри, 28,  
Тел/факс: +7 843 2934247, e-mail: [anna@souz24.ru](mailto:anna@souz24.ru)  
Тираж 1000.

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

**Статьи**

- Р.Р. Ганиев*  
ГУП «НПО Геоцентр РТ»: Результаты, достижения, перспективы.....2
- Р.Х. Муслимов, Д.В. Бульгин, Р.Р. Ганиев*  
Особенности моделирования крупных месторождений нефти на примере Березовской площади Ромашкинского месторождения.....4
- Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, Р.Р. Ганиев, Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик*  
Хранение и архивация геолого-геофизической информации по поисково-разведочным скважинам с целью оперативного использования и государственного учета.....10
- С.И. Поляков, Ю.П. Бубнов*  
Проблемы санитарной охраны водозаборов подземных вод в нефтедобывающих районах Республики Татарстан.....11
- Д.В. Бульгин, Р.Р. Ганиев*  
К вопросу подготовки студентов по курсу моделирования геологии и разработки нефтяных месторождений.....13
- В.А. Кожевников, Ю.П. Бубнов, Р.Р. Ганиев, Т.М. Акчуринов*  
Геоэкологическая паспортизация месторождений углеводородов Республики Татарстан для обеспечения мониторинга состояния недр..19
- Ю.П. Бубнов, Р.Р. Ганиев, С.И. Поляков, Р.Х. Мутыгуллин, А.П. Пленкин*  
Проблемы экологии и охраны ресурсов подземных вод Республики Татарстан.....22
- А.Н. Суркова*  
Петрографо-геофизические методы выявления объектов кристаллического фундамента, перспективных на поиски нефти.....26
- Н.А. Докучаева, Е.Е. Андреева, Ю.М. Арефьев*  
Выявление залежей углеводородов по данным геофизических методов.....30
- А.Н. Суркова*  
Схема технологической цепочки обработки призабойной зоны пласта для увеличения нефтеотдачи неоднородных карбонатных коллекторов.....33
- Р.Р. Туманов, В.Р. Туманов, В.Н. Михайлов, С.А. Горбунов*  
Эоплейстоцен Республики Татарстан ..... 35
- В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова*  
Основные типы карбонатных коллекторов рифогенного типа восточного борта Камско-Кинельского рифта.....42
- А.Г. Баранова, В.В. Андреева*  
Перспективы нефтеносности каширского горизонта как потенциального объекта разработки нефти (На примере Аканского месторождения).....46
- Книги**  
*Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений. Р.Р. Ганиев.....18*
- На обложках**  
Программный комплекс «ПРАГМАТИК»  
ГУП «НПО Геоцентр РТ» создает и формирует...

Р.Х. Муслимов<sup>1</sup>, Д.В. Булыгин<sup>2</sup>, Р.Р. Ганиев<sup>3</sup><sup>1</sup>Казанский государственный университет, Казань<sup>2</sup>НИИ Математики и механики им. Н.Г. Чеботарева ГОУВПО КГУ, Казань<sup>3</sup>ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань

deltaoil@ksu.ru; radik.ganiev@ksu.ru

## ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В статье представлены материалы по методике построения оценочной геологической и фильтрационной моделей одной из площадей крупного нефтяного месторождения. Показано, что распределение начальной нефтенасыщенности зависит от лито-фациальных особенностей и приуроченности участков пласта к опущенным и приподнятым блокам. На основе изучения закономерностей распределения толщины, песчаности, послойной неоднородности, глинистости, пористости, проницаемости были выделены геологические тела, которые использовались в качестве основы для гидродинамических расчетов и разработки.

Традиционный взгляд на геологическое строение крупных месторождений нефти Республики Татарстан сложился на ранней стадии изученности 40-50 лет назад. Принятая концепция, состоящая в контроле разработки на основе зональных карт, оказалась столь информативной, что с тех пор не подвергалась существенным изменениям. В статье, на примере построения оценочной геологической и фильтрационной моделей Березовской площади Ромашкинского месторождения, показаны некоторые новые подходы к изучению крупных нефтяных площадей. Под оценочной геологической моделью авторы понимают модель, построенную относительно главнейших факторов. Материалы исследования керна, послойная интерпретация данных геофизических исследований, замеры пластовых и забойных давлений при построении модели не учитывались. С целью сохранения конфиденциальности номера скважин были переименованы. Поэтому полученные результаты можно считать в определенной мере условными. Тем не менее, они могут быть полезны для описания наиболее характерных особенностей геологического строения залежи, которые достаточны для отработки методики геологического и гидродинамического моделирования данного типа залежей нефти. При создании оценочной модели основное внимание уделялось геологическому изучению структурных и лито-фациальных особенностей пород-коллекторов.

Ромашкинское месторождение приурочено к тектонической структуре первого порядка – Южно-Татарскому своду (Муслимов, 1979). Месторождение многопластовое, включает 18 промышленно нефтеносных региональных и локальных горизонтов (Батанова и др., 1959). Основные залежи приурочены к пашийскому и тиманскому (кыновскому) горизонтам нижнефранского подъяруса верхнего девона, которые относятся к нижнему структурно-тектоническому этажу. Формирование отложений терригенного девона, по мнению ряда исследователей (Попова, 1974; Батанова и др., 1959; Муслимов и др., 1995; Муслимов, 1979; Хисамов и др., 2006), происходило под действием вертикальных подвижек отдельных блоков кристаллического фундамента, в результате чего они в сглаженном виде повторяют его формы и полностью или частично существующие в девонское время прогибы. В пределах пашийского горизонта (горизонт Д1) выделяются восемь

пластов: верхнепашийский (пласты а, б1, б2, б3) и нижнепашийский (пласты в, г1, г2+3 и д) (Муслимов и др., 1995; Муслимов, 1979). Пласты верхнепашийской пачки характеризуются резко выраженным прерывистым строением и незначительной толщиной. Пласты нижнепашийской пачки имеют площадное строение и значительную, по сравнению с пластами верхнепашийской пачки, толщину. Все пашийские пласты гидродинамически связаны между собой через т.н. «гидродинамические окна».

В пределах отложений терригенной толщи девона пласт До имеет, в основном, монолитное строение и отделен от пашийских отложений выдержанной пачкой аргиллитов.

По кровле пласта До Березовская площадь с запада рассматриваемой территории отделена от Ново-Елховского месторождения узким, линейно-вытянутым Алтунно-Шунакским прогибом, в плане совпадающим с контуром девонской залежи (Хисамов и др., 2006). С южной, восточной и частично с северной части Березовская площадь отделена от других площадей разрезающими рядами нагнетательных скважин. Естественная геологическая граница в виде внешнего контура нефтеносности присутствует только в ее западной части. По остальным частям залежи границы приняты на основании административного деления месторождения на площади.

Выбор технологии построения структурной и фациальной моделей зависит от истории геотектонического развития территории и развития эрозионных процессов. Поэтому первым шагом в построении модели была разработка концептуальной модели. Под концептуальной моделью понималась совокупность литературных и отчетных данных, содержащих ряд установленных фактов, которые принимаются в качестве начального приближения при построении модели. Каждая новая модель не является независимым решением задачи, а опирается на данные предыдущих исследований, прежде всего в области стратиграфии, тектоники, истории геологического развития территории. До сих пор в теории моделирования этот факт не находит должного понимания. В нашем случае, построение концептуальной модели основывается на использовании ряда известных фактов:

1. Стратиграфической разбивке горизонтов и отдельных пластов, принятой в ПО «Татнефть».

2. Сходстве комплекса фауны брахиопод и остракод пашийских и нижнетиманских отложений (Батанова и др., 1959), указывающем на наличие прибрежно-морских условий осадконакопления.

3. Саргаевском времени завершения формирования Алтунино-Шунакского прогиба (Хисамов и др., 2006), что говорит о том, что на его территории в раннефранское время был прогиб, препятствующий сносу осадков с запада.

4. Использовании для структурных построений и детальной корреляции в качестве опорных поверхностей подошвы горизонта Д1 (репер «глины») и залегающего в подошве отложений горизонта До регионально выдержанного репера «верхний известняк».

### 1. Построение структурной модели

Все структурные построения и расчет слоистой структуры пласта проводились отдельно для трех горизонтов: До, Д1 (верхнепашийский) и Д2 (нижнепашийский). При этом, границы пластов и горизонтов приняты без изменений. Согласование в рамках модели всех горизонтов и пластов позволило исключить влияние литологической неоднородности (выклинивание и замещение пластов) и внутриформационных размывов на структурные поверхности отдельных пластов и объекту разработки в целом.

При структурных построениях использовалась кровля пласта До и подошва нижнепашийских отложений, которая программным путем восстанавливалась в областях размыва муллинских аргиллитов. Кроме того, в тех зонах, где пашийские отложения не были вскрыты, либо вскрыты частично, был использован алгоритм, позволяющий по окружающим скважинам достраивать слоистую модель отсутствующей части пласта.

Поскольку степень изученности глубоким бурением и каротажным материалом верхней и нижней частей терригенного девона различна, начнем описание закономерностей геологического строения с более изученной верхней части разреза.

На рисунке 1 приведена генерализованная структурная карта по кровле пласта До, которая в общих чертах повторяет карту по подошве репера «аяксы».

Из рисунка 1 видно, что всю площадь залежи, в пределах Березовской площади, можно разделить на три структурных зоны, которые можно назвать тектоно-литологическими блоками. Первый блок с юга ограничен скважинами 5936, 5892, 21622, 5896 и с востока - скважинами 5897, 5979, 8045, 8079 и др. Второй, менее структурно выраженный, расположен в северной и северо-восточной частях площади. Третий, структурно приподнятый тектоно-литологический блок, занимает южную и восточную части Березовской площади.

Происхождение такой зональности можно связывать с образованием флексурных изгибов слоев, которое произошло, преимущественно, после завершения накопления осадков. На это указывает отсутствие зависимости эффективных толщин от структурного положения кровли пласта. Этот факт свидетельствует о тектонической природе флексурных перегибов, а не их происхождении в результате дифференци-

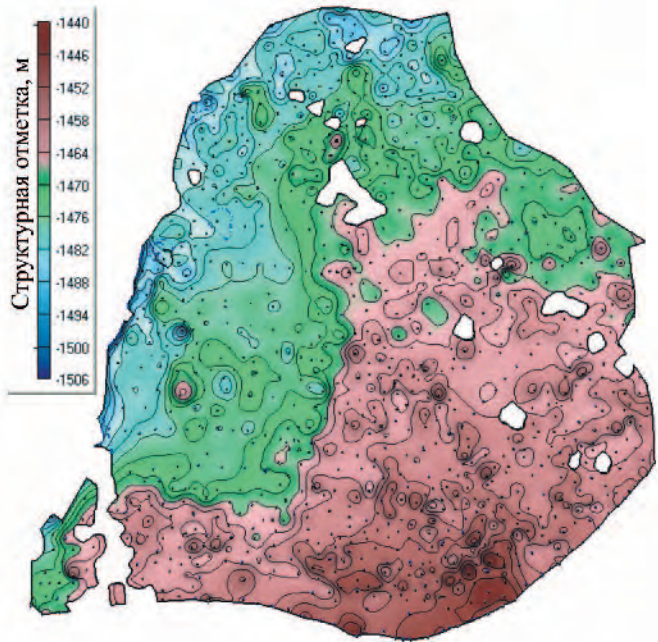


Рис. 1. Структурная карта по кровле пласта До.

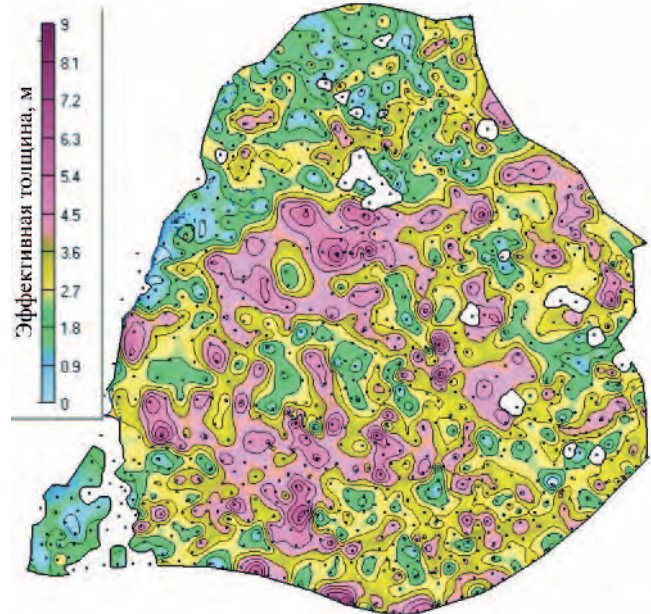


Рис. 2. Карта эффективных толщин пласта До.

ального уплотнения глинистых и песчаных отложений. Однако, для северной части площади горизонта До зависимость эффективной толщины пласта от его структурного положения все же имеет место. Здесь, в пределах опущенной части блока, развиты маломощные песчано-алев-

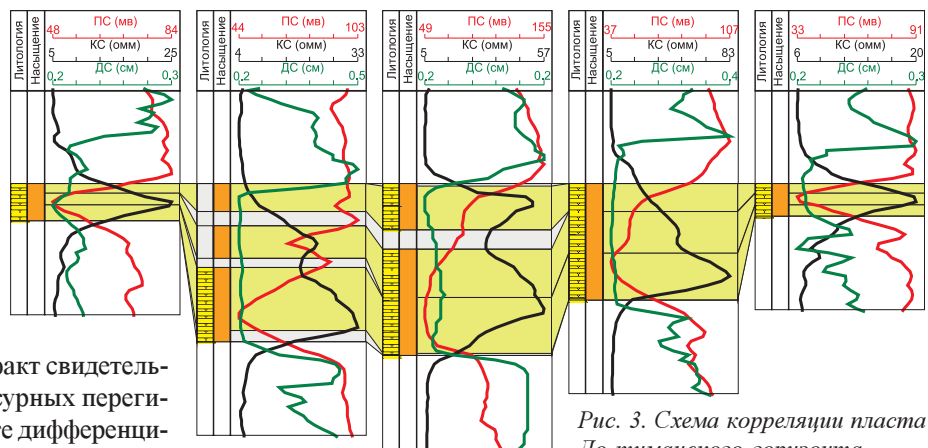


Рис. 3. Схема корреляции пласта До тиманского горизонта.

ролитовые пласты. Из сравнения абсолютных отметок приподнятых и опущенных площадей по скважинам, расположенным по обеим сторонам флексуры, следует, что приподнятые блоки залегают в среднем на 8 м выше опущенного блока. Этот факт, а также прямолинейность границ, указывает на возможное присутствие тектонических нарушений на Березовской площади.

## 2. Построение слоистой модели

Весь природный резервуар, охватывающий продуктивную часть отложений терригенного девона, был разделен на три объекта: горизонты До, Д1 (верхнепашийский) и Д2 (нижнепашийский). Причем нефтенасыщенность нижнепашийского горизонта имеет место лишь в отдельных скважинах на локальных участках пласта и далее нами не рассматривается.

Из карты горизонта До (Рис. 2) видно площадное развитие пласта-коллектора. При этом эффективная толщина меняется в значительных пределах. В северной части Березовской площади пласт резко уменьшается по толщине до 1.2–3.8 м, характерно чередование распространения зон высоких и низких эффективных толщин преимущественно субмеридионального простирания. Причем в зоне высоких толщин отложений она достигает 6.1–7.0 м, против 1.2–2.4 м в зоне с малыми толщинами. На схеме корреляции, выравненной по кровле пласта До (Рис. 3), для песчаников большой толщины прослеживается резкий контакт с подстилающими отложениями и увеличение глинистости вверх по разрезу. Подобная зональность характерна для трансгрессивного ритма осадконакопления. Однако, отсутствие четкой формы песчаных тел свидетельствует о значительной переработанности их деятельностью вдоль береговых течений и энергией волн. Поэтому изначальную фациальную природу данных тел по имеющимся признакам, в рамках данной работы, установить не удастся. Требуется дополнительное привлечение результатов изучения кернового материала (коэффициентов сортировки, медианного диаметра зерен, содержание глинистой и алевроитовой фракции и т.п.) и построение новой петрофизической модели с учетом дифференциации по геологическим телам.

Для нижележащего верхнепашийского горизонта прослеживается более четкая закономерность в распределении эффективных толщин (Рис. 5). Наблюдается фациальная неоднородность, которая проявляется в виде наличия двух линейно-вытянутых песчаных тел, на фоне незначительной толщины вмещающих их пород. Причем в русловой зоне палеопотока эффективная толщина колеблется в пределах от 4.5 до 15.6 м, а в межрусловой зоне снижается до 1.5 м. Увеличение эффективной толщины верхнепашийских отложений в зонах линейно вытянутых песчаных тел происходит по причине слияния пласта б1 с нижележащими пластами б2, б3. Деление пашийского горизонта на отдельные пласты в данном конкретном случае оказывается достаточно условным. Чтобы изучить условия формирования различных фациальных типов, все пласты пашийского возраста следует объединить на уровне геологических тел, а не рассматривать раздельно. Это вовсе не означает, что при моделировании нужно полностью отказаться от детальных трехмерных сеток.

Построение 3D диаграммы (Рис. 4) с вынесенной на нее системой геологических профилей, т.н. «решетки», по-

казало, что каждое из выделенных тел имеет линзовидную форму при соотношении длины к ширине, достигающем 10:1. Между песчаными рукавами появляется значительная область отсутствия коллекторов, либо пластов с незначительной толщиной.

По характерной форме каротажных диаграмм спонтанной поляризации, показывающих увеличение глинистости вверх по разрезу, четкому контакту с подстилающими отложениями устанавливается присутствие трансгрессивного цикла осадконакопления. Подобная форма кривых, в сочетании с линейно-вытянутой формой песчаных тел, соответствует фациям древних дельтовых рукавов (Селли, 1981; Муромцев, 1984; Дельты..., 1979; Булыгин, Булыгин, 1996). В межрукавных зонах, характеризующихся низким энергетическим уровнем, отлагались глинистые отложения межрукавной зоны. Как известно дельтовые комплексы формировались в переходных между аллювиальными и прибрежно-морскими условиями осадконакопления.

Древние речные системы служили транспортными артериями, по которым во взвешенном состоянии переносилось громадное количество обломочного материала из областей размыва к областям отложения осадков. Собственно отложение терригенного материала происходило при смене энергетического режима среды, при впадении реки в море. Известно, подводная (субаквальная) часть дельтовых систем по размерам часто намного превосходит надводную. Наличие морской фауны, обнаруженной в областях с низким энергетическим уровнем, лишь подтверждает данную интерпретацию обстановки осадконакопления. Согласно работы (Хисамов и др., 2006), в раннефранское время позднего девона источник сноса находился к северо-западу от рассматриваемой области, на территории Северо-Татарского свода. Факт отсутствия пласта До на ряде восточных площадей Ромашкинского месторождения и замещение его более глубоководными глинистыми осадками указывает на то, что к востоку от рассматриваемой области существовали глубоководные условия осадконакопления.

Следует отметить полное отсутствие совпадения границ распространения тел большой мощности горизонтов До и Д1. Этот факт можно объяснить тем, что на границе крупных циклов осадконакопления, каковыми являются верхнепашийское и тиманское время, произошла перестройка структурного плана. Она, в свою очередь, вызвала изменение условий осадконакопления, что сказалось на особенностях накопления осадков тиманского горизонта.

## 3. Построение модели насыщения

Структурная зональность находит отражение в особенностях насыщения природного резервуара нефтью. На карте эффективных водонасыщенных толщин верхнепашийского горизонта (Рис. 6) видно, что максимальная водонасыщенная толщина наблюдается в пределах структурно опущенных западной и северо-восточной зон пласта. Причем максимальные толщины (до 15 м) имеют место в зонах развития палеорусловых отложений.

Одним из основных вопросов, который требуется решить при построении модели насыщения – обоснование отметки ВНК. Поскольку в пределах площади получили развитие два основных продуктивных горизонта (До и Д2верх), наличие общего уровня ВНК для обоих пластов будет означать наличие гидродинамической связи гори-

зонтов. Как показал анализ геологического строения, взаимосвязи пластов До и Д1 верхнепашийский не отмечается. Наличие собственно границы нефть и вода отмечается только в одной скважине №21535, расположенной в западной части площади на отметке -1486.1 м. Однако по другим скважинам отмечается и более низкая отметка ВНК (-1492.4 и -1494.7 м). Следует отметить, что из-за того, что скважины были пробурены в несколько этапов в период 1967 – 1991 г., на положение ВНК, выявленное в процессе бурения, мог сказаться отбор нефти по пласту. Этим, в частности, можно объяснить значительные колебания уровня ВНК, наблюдаемые по скважинам для пласта Д1. Как показал анализ, выделенные по каротажу и подтвержденные результатами последующей эксплуатации скважин отметки ВНК соответствуют опубликованным ранее (Муслимов и др., 1995; Муслимов, 1979). Причем самые низкие отметки по горизонтам До и Д1 примерно совпадают, что говорит о наличии гидродинамической связи между горизонтами. Возможно, гидродинамическая связь горизонтов, при их несомненной литологической разобшенности, обусловлена наличием тектонических нарушений.

Исходя из наиболее низкой отметки ВНК и структурной карты по кровле пласта, было рассчитано положение внешнего контура нефтеносности. При расчете текущей нефтенасыщенности из расчетов были исключены скважины, в разрезе которых в пределах ранее нефтенасыщенных пропластков были установлены заводненные интервалы. Границы водонефтяной зоны для верхнепашийских отложений контролируются структурным положением опущенных блоков залежи, что четко наблюдается по карте начальных запасов.

#### 4. Построение фильтрационной модели

Для изучения динамики движения флюидов в пористой среде, содержащей взаимодействующие между собой нагнетательные и добывающие скважины, была построена фильтрационная модель. Технология ее построения требует индивидуального подхода для каждой залежи, но особо это касается методики расчета отдельных взаимосвязанных площадей гигантского нефтяного месторождения. Кроме того, продуктивный объект представляет собой не однородный объект, а серию геологических тел, слагающих генетически связанную породно-слоевую ассоциацию.

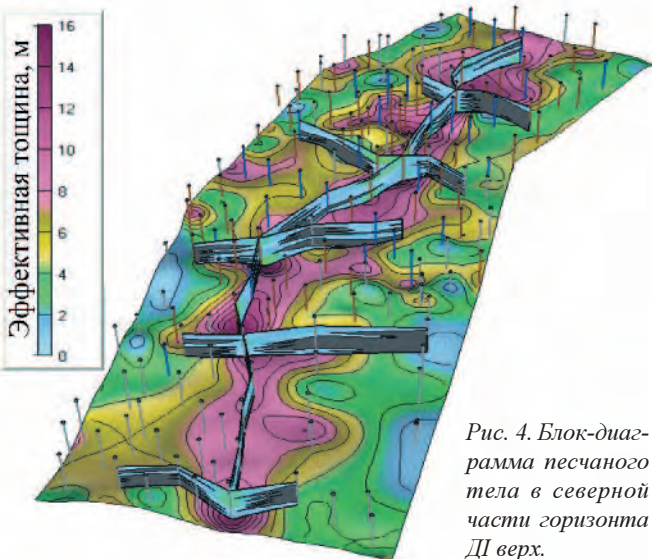


Рис. 4. Блок-диаграмма песчаного тела в северной части горизонта Д1 верх.

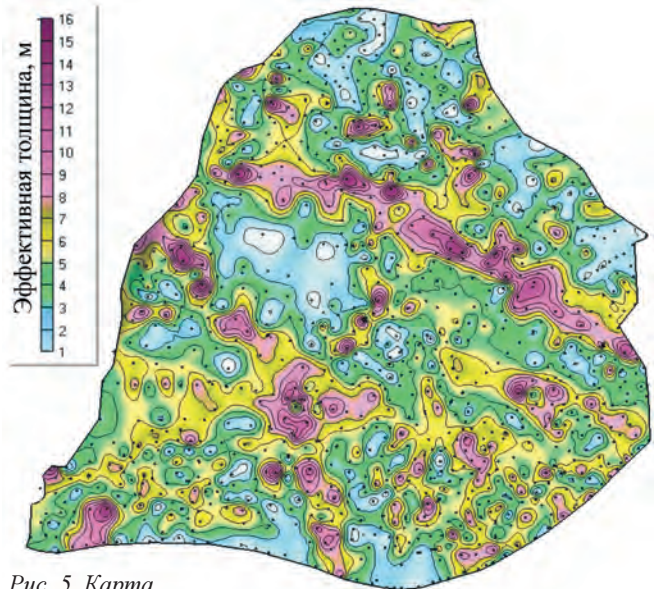


Рис. 5. Карта эффективных толщин верхнепашийского горизонта.

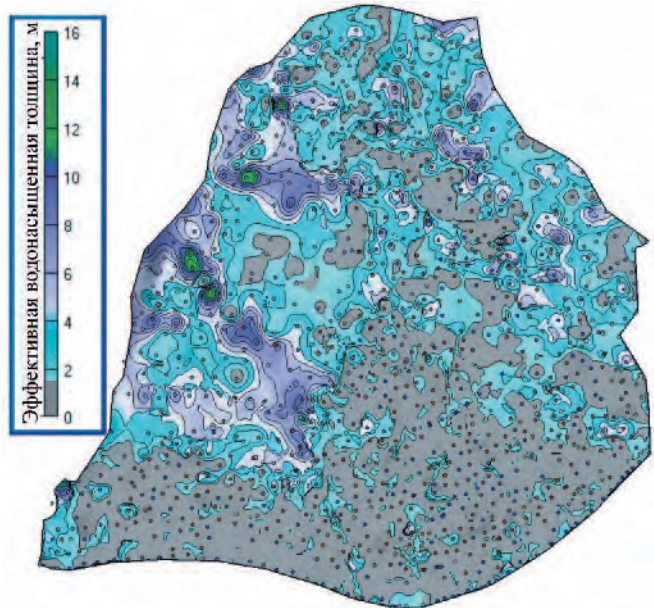


Рис. 6. Карта эффективных водонасыщенных толщин пласта Д1 верх (отсечка серым цветом по кондиции <1.5 м.

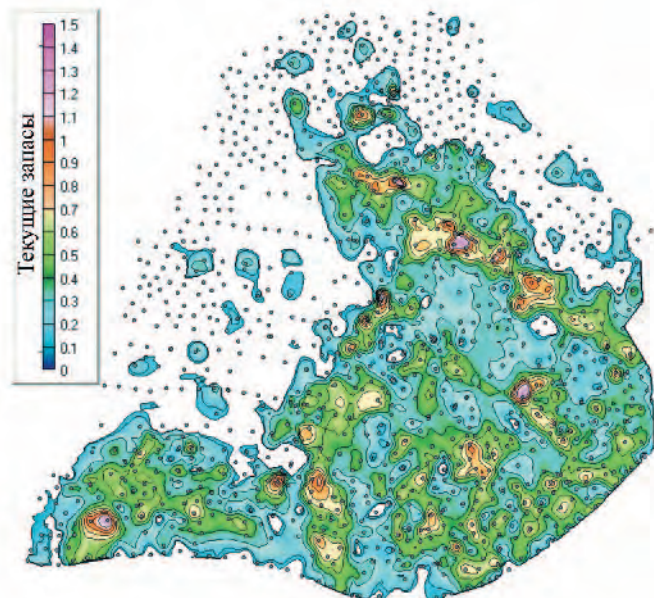


Рис. 7. Карта текущих запасов верхнепашийского горизонта.

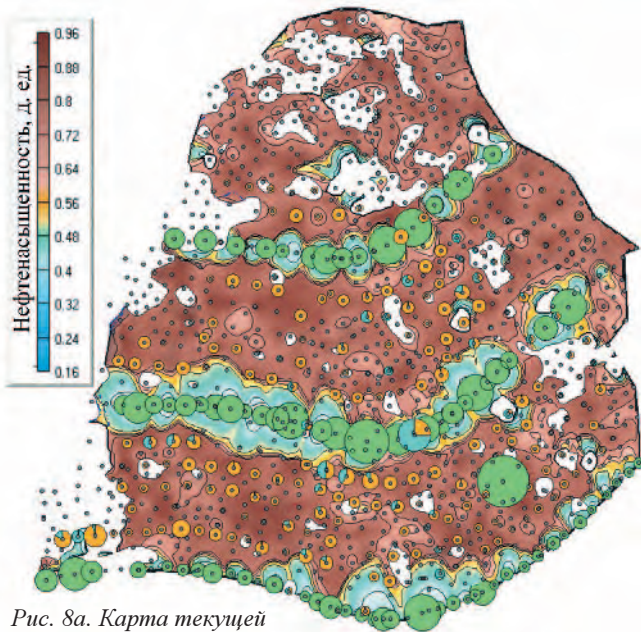


Рис. 8а. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 15-й год разработки.

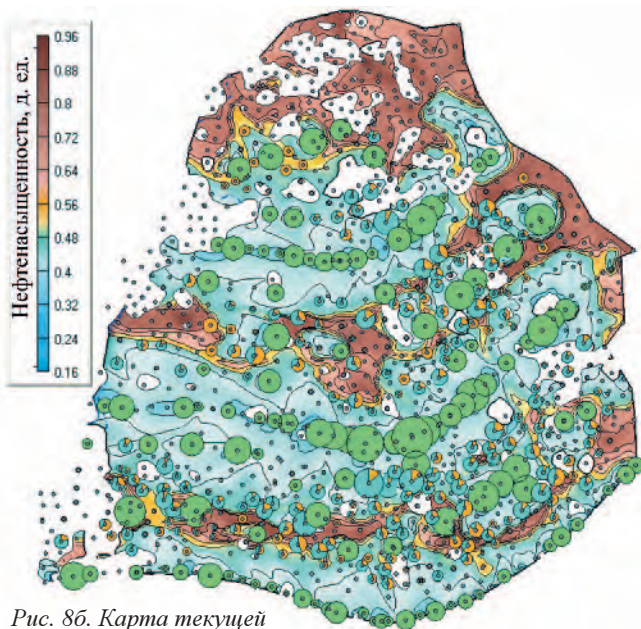


Рис. 8б. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 25-й год разработки.

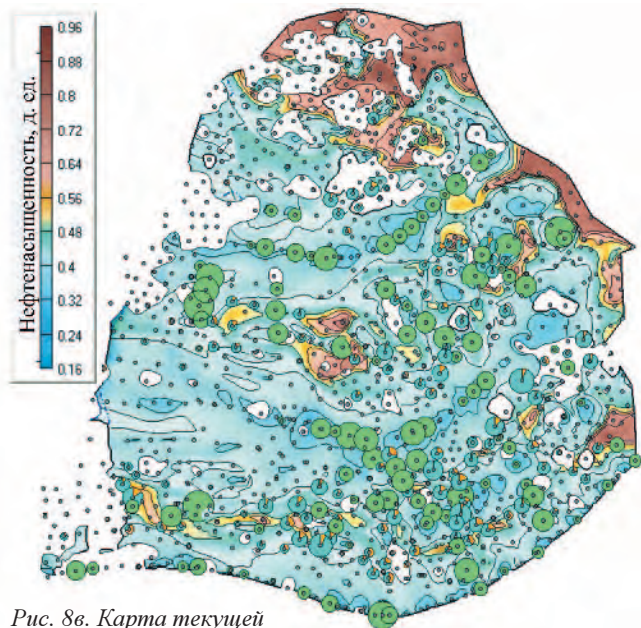


Рис. 8в. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 35-й год разработки.

Основой для гидродинамических расчетов Березовской площади служила описанная выше оценочная геологическая модель, построенная в виде набора взаимосвязанных структурных поверхностей и карт параметров. Она являлась источником взаимосвязанных данных и параметров, необходимых для расчета фильтрационной модели. К ним относятся эффективная толщина, начальная насыщенность, пористость, проницаемость, величина и распределение запасов нефти. Параметры сеточной области: шаг по  $z = 0,8$  м, размер ячеек по простиранию ( $x - y$ ) –  $100 \times 100$  м. После проведения расчетов для облегчения возможности анализа слои были объединены (генерализованы) в пласты.

Помимо геологической модели, для расчетов по схеме двухфазной фильтрации использовались интервалы перфорации и заливок, кривые относительных фазовых проницаемостей, сведения по физическим свойствам пластовых флюидов (вязкости нефти и воды, упругие силы жидкости и породы). Расчеты проводились в режиме заданных дебитов по жидкости. Математический аппарат фильтрационной модели основан на балансовых уравнениях для насыщающих флюидов. Использовалась модель изотермической фильтрации двухфазной жидкости в неоднородном пласте, вскрытом системой добывающих и нагнетательных скважин. При расчетах проводилась адаптация модели, то есть подбор модельных параметров и локальное изменение геологических параметров для минимизации отклонения рассчитанных и фактических показателей разработки.

В результате расчетов получена сложная картина распределения нефтенасыщенности и давления, характеризующая изменение текущего состояния залежи в результате отбора определенной части запасов нефти. В качестве примера, на Рис. 7 приведена карта текущих запасов нефти верхнепашийского горизонта. Из нее видно, что, несмотря на наличие разрезающих рядов нагнетательных скважин, текущее распределение запасов определяется положением геологических тел. В зоне ископаемых палеорусел наблюдаются как максимальные отборы нефти, так и наибольшие величины текущих запасов нефти. Для пласта До на выработку запасов влияют, в основном, изменения, происходящие в системе разработки, что видно на картах текущей нефтенасыщенности, построенных на разные даты (Рис. 8 а-г).

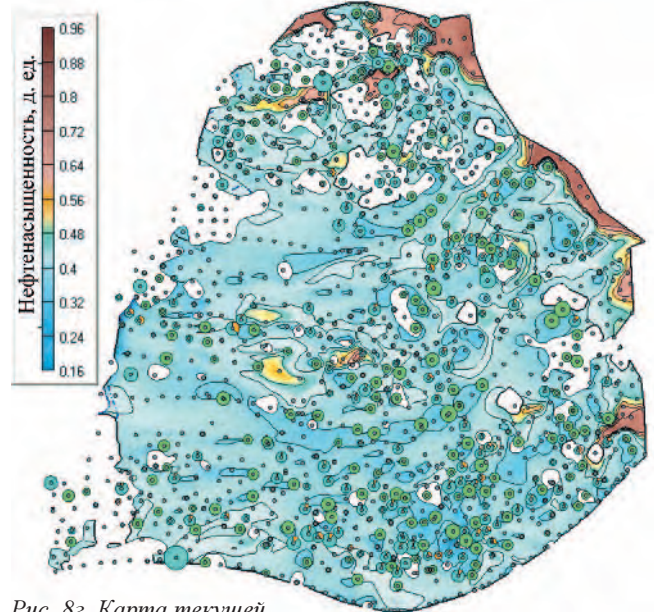


Рис. 8г. Карта текущей нефтенасыщенности пласта До на 52-й год разработки.

## Отдел моделирования геологического строения залежей нефти (МГСЗН)

### Основные направления работ:

**I. Научная работа:** • По обращению к возвратным горизонталю; • По повышению эффективности нефтеотдачи пласта после обработки призабойной зоны солями калия; • По выявлению залежей углеводородов и др.

**II. Работа с нефтяными компаниями:** • По доразведке и анализу геолого-геофизических материалов; • По составлению проектов ГТР.

**III. Работа в области информации и технологий:** • Ведение баз данных для построения геологических моделей исследуемых объектов и мониторинга месторождений; • Создание системы "Прагматик", предназначенной для хранения геолого-геофизической информации; • Оказание предприятиям-недропользователям услуг по систематизации геолого-геофизической информации; • Картографические работы любой сложности.

### Основные направления развития:

Сопровождение и адаптация геолого-информационной системы "Прагматик", которая включает: систематизацию первичной геолого-геофизической информации и технологической документации; оперативное сопровождение разбуриваемого объекта; планирование доразведки залежей; уточнение локальной геологической модели, границ залежи; мониторинг объекта.

В декабре 2007 г. получено свидетельство о регистрации системы "Прагматик", предназначена для хранения переведенной в электронный вид информации. В качестве хранилища данных используется СУБД Oracle.

Кроме того, были рассчитаны следующие показатели: динамика отбора пластовых флюидов, заводненный поровый объем, поле скоростей фильтрации, зоны влияния закачки, области дренирования скважин и распределение отборов и закачки по отдельным пластам.

### Выводы:

1. Характер распределения начальной нефтенасыщенности зависит от лито-фациальных особенностей и приуроченности участков пласта к опущенным и приподнятым блокам.

2. Лито-фациальная зональность верхнепашийских отложений Березовской площади сформировалась преимущественно в дельтовых условиях осадконакопления. Она определяет закономерности распределения толщины, песчаности, послонной неоднородности, глинистости, пористости, проницаемости и др. свойств геологических тел, что позволяет использовать их в качестве основы для гидродинамических расчетов и разработки.

3. Совместное построение и анализ структурной, слоистой, фациальной и петрофизической моделей позволяют резко повысить качество информации, получаемой в результате построения моделей.

### Литература

Батанова Г.П., Данилова Т.Е., Шаронова Л.В. О ритмичности девонских и каменноугольных отложений восточной Татарии. *Сб. ТамНИИ*. Вып.1. Бугульма. Изд-во ТамНИИ. 1959. 7-17.

Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. *Геология и имитация разра-*



1 ряд (слева): Суркова А.Н., Овечкина Н.Н., Арефьев Ю.М., начальник отдела Андреева Е.Е., руководитель аналитической группы, главный специалист Докучаева Н.А. 2 ряд (слева): Муштафина А.А., руководитель информационной группы, вед. геофизик Баранова А.Г., Пылаева Е.А., Саламашкина Л.Г., Большова Т.И., Невзорова А.Н., Хафизова Р.М.

Сотрудники отдела в совершенстве владеют современными геоинформационными системами и компьютерными технологиями для решения задач моделирования, системами управления базами данных для создания и ведения информационных банков, языками программирования разработки оригинальных программных средств. Сочетание стремлений молодых кадров с опытом и знаниями людей, прошедших школу работы различного профиля во многих регионах России, позволяют добиваться хороших результатов, развивать и расширять круг решаемых задач.

*ботки залежей нефти*. М.: Недра. 1996.

Дельты – модели для изучения. Под ред. М. Бруссард. М.: Недра. 1979.

Муромцев В.С. *Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа*. Л.: Недра. 1984.

Муслимов Р.Х., Шавалиев А.М., Хисамов Р.Б., Юсупов И.Г. *Геология, разработка и эксплуатация Ромашкинского нефтяного месторождения*. М: ВНИИОЭНГ. Т.1. Т.2. 1995.

Муслимов Р.Х. *Влияние особенностей геологического строения на эффективность разработки Ромашкинского месторождения*. Казань: Изд-во Каз. ун-та. 1979.

Попова Л.Ф. Некоторые особенности тектоники южной вершины Татарского свода и ее склонов. *Сб. ТамНИИ*. Вып.1. Бугульма. Изд-во ТамНИИнефть. Вып. XXVI. 1974. 77-85.

Селли Р.К. *Введение в седиментологию*. М.: Недра. 1981.

Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б. и др. *Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана*. Казань: Изд-во Фэн. 2006.



**Ренат Халиуллович Муслимов**  
Профессор Казанского государственного университета, д.г.-м.н., академик РАЕН и Академии наук РТ. Более 30 лет был главным геологом ОАО «Татнефть», Государственным советником при Президенте Республики Татарстан по вопросам недропользования, нефти и газа. Область научных интересов: разведка и эксплуатация месторождений нефти и битумов, новые методы по повышению нефтеотдачи и др. Автор более 600 научных статей и 200 патентов.



*Е.Е. Андреева, А.Г. Баранова, Р.Р. Ганиев, Р.И. Гайнутдинов, О.Н. Жибрик*

*ГУП "НПО Геоцентр РТ", Казань  
gupgeocentr@i-set.ru*

## ХРАНЕНИЕ И АРХИВАЦИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Перевод в электронный вид скважинной информации по всему фонду пробуренных поисково-разведочных скважин с целью оперативного использования и государственного учета позволит повысить качество выполнения и эффективность геологоразведочных работ и, в значительной степени, сократит временные и финансовые затраты на их выполнение.

В последнее время востребованность исторических материалов возрастает. Необходимость обращения к старым материалам вызвана выполнением работ по темам, задачи которых связаны с оценкой перспектив на углеводороды, определением уровня нефтегазоносности региона, выделением первоочередных площадей для развертывания на них ГРП. В связи с этим возникает необходимость

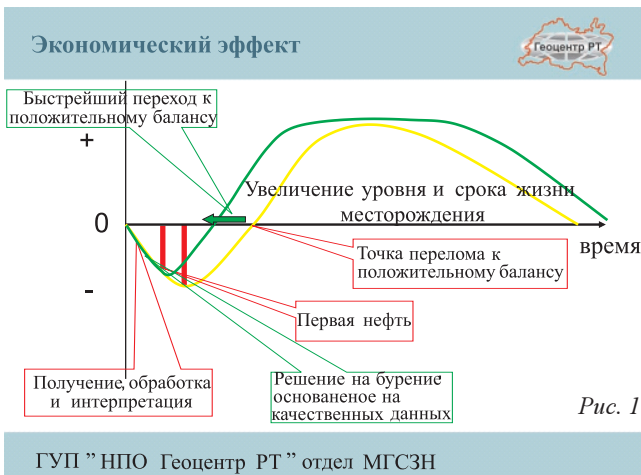


Рис. 1.

приведения исходного материала в вид, удобный для работы с использованием современных программных средств, без которых геологам сложно оперативно и качественно выполнять задачи по анализу и переинтерпретации скважинного материала.

Перевод в электронный вид скважинной информации по всему фонду пробуренных поисково-разведочных скважин позволит повысить качество выполнения и эффективность геологоразведочных работ и, в значительной степени, сократит временные и финансовые затраты на их выполнение (Рис. 1).

В ГУП "НПО Геоцентр РТ" в рамках Территориальной программы геологического изучения и воспроизводства минерально-сырьевой базы Республики Татарстан разрабо-

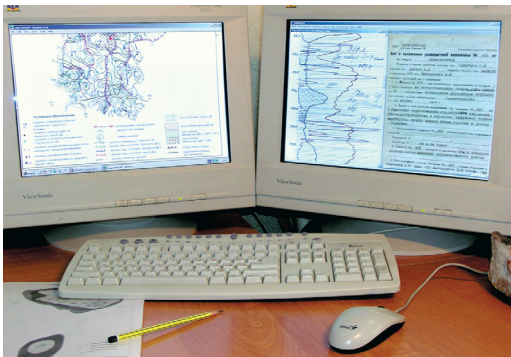


Рис. 2.

тана методика и технология решения данной проблемы.

Обеспечить сохранность дел скважин и каротажных диаграмм, полученных в результате геолого-разведочных работ на территории Республики Татарстан, являлось основной целью при выполнении данной работы.

На основе всестороннего анализа сотен дел скважин создан эталон-классификатор, представляющий собой унифицированную опись материалов обобщенного дела скважины. Материал дела по поисково-разведочной скважине перед конвертацией классифицируется, просматривается на полноту и качество материала.

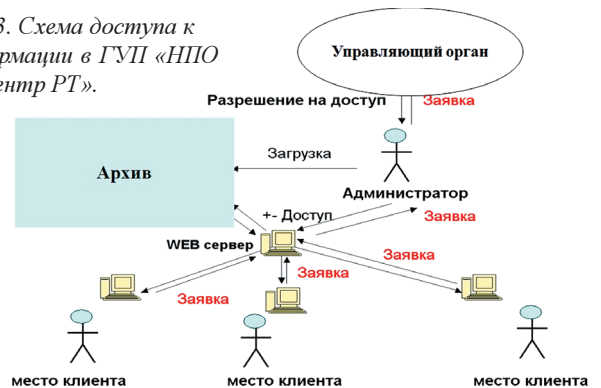
Конвертация выполняется по двум направлениям:

- перевод в электронный вид дел скважин;
- перевод в электронный вид каротажных диаграмм.

Режимы обработки выбираются в зависимости от характера документа и с учетом визуальных параметров бумажных материалов.

Для хранения и использования информации адаптирован электронный архив, который позволяет импортировать, хранить, сопровождать и контролировать загруженный материал. Разработана возможность выбора информации по площади, по нескольким скважинам; а также ручной импорт и возможность получения статистик по загруженным скважинам, реализована система защиты информации от несанкционированного доступа.

Рис. 3. Схема доступа к информации в ГУП «НПО Геоцентр РТ».



Выполнена работа по реализации прототипа ядра веб-клиента на базе технологии Apache Tomcat, предназначенного для организации просмотра информации, хранящейся в "Архиве" скан-образов, через систему навигации с возможностью администрирования уровней и сроков доступа пользователей как к архиву в целом, так и отдельным наборам информации.

Организовано автоматизированное рабочее место в ГУП "НПО Геоцентр РТ" по оперативной работе с материалом поисково-разведочных скважин (Рис. 2, 3).

С.И. Поляков, Ю.П. Бубнов  
ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань  
gupgeocentr@i-set.ru

## ПРОБЛЕМЫ САНИТАРНОЙ ОХРАНЫ ВОДОЗАБОРОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РАЙОНАХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

При создании водозабора питьевых подземных вод возникает проблема попадания в границы зоны санитарной охраны (ЗСО) водозаборов участков горных отводов нефтяных месторождений. В таких случаях предлагается проводить обоснование ЗСО водозаборов на основе концепции контролируемого загрязнения подземных вод (КЗГВ).

Как известно, нефть составляет основу минерально-сырьевой базы Республики Татарстан. В восточной части республики, охватывающей 21 административный район с численностью населения 1,5 млн. человек, открыто около 120 месторождений нефти, в том числе одно из крупнейших в мире – Ромашкинское. На протяжении более пятидесяти лет нефтедобыча является одной из ведущих отраслей промышленности республики.

В настоящее время разрабатывается более 50 месторождений, однако большинство из них перешагнуло пик максимальной добычи и находится в поздней стадии разработки, для которой характерна высокая обводненность продуктивных пластов.

В прежние годы экологическому контролю и экологической культуре в сырьевых отраслях промышленности не уделялось должного внимания. Это привело к загрязнению, прежде всего, пресных подземных и поверхностных вод. Масштабы загрязнения к концу 80-х годов приобрели угрожающий характер. Анализ данных мониторинга подземных вод юго-востока РТ позволяет утверждать, что в последние 30 лет техногенные факторы стали определяющими в формировании химического состава подземных вод верхней части разреза. Важнейшими из них являются нефтегазодобывающая деятельность, сельское хозяйство и бытовые отходы (селитренное загрязнение).

Основным загрязнителем поверхностных и подземных вод в конце 20 века стали попутно добываемые хлоридные натриевые рассолы с первоначальной минерализацией 250–270 г/л, повышенным содержанием брома, бора, стронция и других компонентов (Мироненко, Румынин, 1999).

На обширных территориях юга-востока республики подземные воды, ранее служившие единственным источником хозяйственно-питьевого водоснабжения местного населения, стали непригодными для питья. Положение усугублялось тем, что питьевые водозаборы создавались стихийно, без должного гидрогеологического обоснования, а технологические схемы отработки нефтяных месторождений не учитывали в достаточной мере последствий влияния нефтедобычи на состояние подземных вод.

Обеспечение населения чистой питьевой водой превратилось в первоочередную социальную проблему нефтедобывающего региона.

Для нормализации экологической обстановки на юго-востоке республики с начала 90-х годов резко усилился контроль за нефтедобывающей отраслью со стороны природоохранных органов Республики Татарстан, повысились

ответственность за соблюдение природоохранных мероприятий, технологический и технический уровни производства. Все это привело к существенному снижению степени экологического риска в нефтедобывающей промышленности республики.

За последнее десятилетие на юго-востоке республики выполнены поисково-оценочные и разведочные гидрогеологические работы с целью обоснования источников питьевого водоснабжения. Установлено, что ситуация с ресурсами пресных подземных вод в нефтедобывающих районах отнюдь не безнадежна. Здесь выявлен и оценен ряд месторождений питьевых подземных вод с общими запасами 565 тыс. м<sup>3</sup>/сут, что раскрывает перспективы для положительного решения проблемы водоснабжения таких городов как Альметьевск, Бугульма, Бавлы, Азнакаево, Заинск, Нижнекамск, Лениногорск и других населенных пунктов.

Ресурсы пресных подземных вод на юго-востоке Республики Татарстан приурочены к верхнепермским карбонатно-терригенным отложениям и локализируются в пределах бассейнов местного стока, образуя месторождения в потоках субнапорных трещинно-пластовых вод. Эксплуатационные запасы пресных подземных вод формируются в пределах частных водосборов за счет инфильтрации атмосферных осадков и ограничены величиной естественных ресурсов и условиями их промышленного каптажа. Перехват подземного стока наиболее эффективно можно осуществить вблизи области разгрузки продуктивных водоносных горизонтов путем создания водозаборных рядов скважин в нижних частях склонов речных долин.

Для создания крупного водозабора питьевых подземных вод необходимо обеспечить перехват подземного стока с обширной площади водосбора, что зачастую связано с попаданием в границы зоны санитарной охраны (ЗСО) водозаборов участков горных отводов нефтяных месторождений.

Выполняя формальные требования п. 3.2.2.3 СанПиН (2.1.4.1110-02), запрещающего в границах 2-го и 3-го поясов ЗСО разработку недр Земли, необходимо либо ограничить запасы подземных вод, либо ограничить возможность промышленного освоения разведанных запасов нефти.

Парадоксальная ситуация возникает при оценке эксплуатационных запасов подземных вод на действующих водозаборах, когда в гидрогеологически обоснованную границу ЗСО такого водозабора, длительное время благополучно эксплуатируемого с положительным качеством

## Коллектив Научно-производственного центра ресурсов подземных вод

Руководитель отдела – Поляков Станислав Иванович

### Основные виды и направления работ:

1. Составление гидрогеологических заключений (рекомендаций и согласований) по вопросам охраны и использования подземных вод, в том числе:

- Согласование отводов земельных участков под размещение различных объектов для хозяйственного использования;
- Оценка возможности создания водозаборов подземных вод для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения различных объектов;
- Выдача рекомендаций по проектированию и сооружению водозаборов подземных вод;
- Выдача рекомендаций и согласование мероприятий по охране подземных вод;
- Подготовка пакета гидрогеологической документа-

подземных вод без утверждения запасов, попадают участки, на которых столь же длительное время проводится разработка недр. Выполняя указанное выше требование СанПиН 2.1.4.1110-02, такой водозабор подлежит закрытию.

Такая жесткая установка ЗСО оказывается совершенно неоправданной и трудно реализуемой в условиях юго-восточного региона Татарстана, где весьма плотно размещены многочисленные объекты и коммуникации комплекса нефтедобывающих предприятий.

Между тем, наряду с негативным опытом влияния нефтедобычи на состояние подземных вод, есть положительный опыт эксплуатации водозаборов питьевых подземных вод и объектов нефтедобычи, включая нагнетательные скважины системы ППД, расположенные в опасной (с позиции формальных требований СанПиН) близости.

Очевидно, в условиях отсутствия альтернативных источников водоснабжения возникает необходимость в разработке иного подхода к обоснованию ЗСО водозаборов в нефтедобывающих районах, который мог бы опираться на *концепцию контролируемого загрязнения подземных вод* (КЗПВ) (Мироненко, 1998).

Суть концепции КЗПВ заключается в том, что если водоносный горизонт не удастся полностью защитить от воздействия техногенных источников загрязнения, то степень этого воздействия следует ограничить таким образом, чтобы сохранить эксплуатируемые подземные воды безопасными для здоровья потребителей. Ограничения могут предусматривать профилактические (нормативно-законодательные), постоянные и аварийные технические мероприятия.

В целом, реализация КЗПВ не обещает во всех случаях сохранить достаточно высокое качество подземных вод, но она гарантирует и делает практически вполне реальным предотвращение опасного воздействия загрязнения на население и среду его обитания. В терминах снижения риска для такого воздействия и следует оценивать конечный результат реализации КЗПВ. Одновременно создаются предпосылки для конкретизации ущерба от загрязнения, его виновников и меры их ответственности.

Практическое применение КЗПВ позволяет полностью избежать тупиковых ситуаций. Конечная главная цель –

защита потребителя от недопустимого загрязнения – может быть достигнута практически всегда в рамках рациональных нормативных и технико-экономических решений.

2. Поиски, разведка и оценка эксплуатационных запасов питьевых, лечебных минеральных и технических подземных вод.

3. Геолого-методическое обеспечение поисковых, оценочных и разведочных работ на воду.

4. Гидрогеологическое обоснование зон санитарной охраны водозаборов питьевых подземных вод.

5. Оценка и переоценка эксплуатационных запасов подземных вод на действующих водозаборах, выдача рекомендаций по оптимизации режима их эксплуатации.

6. Разработка проектной документации на бурение, ремонт и ликвидацию скважин.

7. Разработка технико-экономических предложений по разработке и эксплуатации месторождений пресных и минеральных вод.

защита потребителя от недопустимого загрязнения – может быть достигнута практически всегда в рамках рациональных нормативных и технико-экономических решений.

Разумеется, такой подход, в первую очередь, должен базироваться на определенном нормативном документе, разработанном гидрогеологами совместно с органами санитарно-эпидемиологического надзора. Этот нормативный документ должен определить компромиссные условия совместной эксплуатации водозаборов питьевых подземных вод и объектов нефтедобычи.

### Литература

Мироненко В.А. Стратегия контроля и восстановления качества подземных вод на старых загрязненных территориях. *Геоэкология*. 1998.

Мироненко В.А., Румынин В.Г. *Проблемы гидрогеоэкологии*. Т. 3. М.: Изд-во МГА. 1999.

Санитарные правила и нормы «Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водоводов питьевого назначения». СанПиН 2.1.4.1110-02.

### Станислав Иванович Поляков

Заместитель генерального директора ГУП «НПО Геоцентр РТ» по гидрогеологии. Сфера научных интересов – оценка ресурсов и эксплуатационных запасов подземных вод.



### Юрий Петрович Бубнов

Зам. Генерального директора ГУП «НПО Геоцентр РТ», директор Территориального центра мониторинга геологической среды Республики Татарстан (ТНЦ «Геомониторинг РТ»).



Д.В. Булыгин<sup>1</sup>, Р.Р. Ганиев<sup>2</sup><sup>1</sup>НИИ Математики и механики им. Н.Г.Чеботарева ГОУВПО КГУ, Казань<sup>2</sup>ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань  
deltaoil@ksu.ru; radik.ganiev@ksu.ru

# К ВОПРОСУ ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТОВ ПО КУРСУ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГЕОЛОГИИ И РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье рассмотрены некоторые вопросы подготовки студентов по курсу моделирования геологии и разработки нефтяных месторождений. Курс основан на получении новых материалов с помощью компьютерных технологий, использующих методы структурной геологии, нефтепромысловой геофизики, фациального анализа, геологии нефти и газа, нефтепромысловой геологии с последующей увязкой с данными подземной гидрогеохимики. Усвоение материалов курса студентами во многом зависит от навыков работы с первичной базой данных по конкретным месторождениям, выбора обучающего программного продукта, технической оснащенности компьютерных классов, а также состава лекционных и практических занятий.

## 1. Введение

В последние десять лет нефтяная промышленность переживает настоящий информационный бум, связанный с переводом технологий на новую научно-методическую базу, основанную на создании компьютерных программ. При этом особую ценность приобретают задачи моделирования разработки, которые основаны на концепции создания постоянно-действующих моделей (Регламент..., 2000). В качестве теоретической основы (ядра) такой системы могут служить программные комплексы построения геологической и фильтрационной моделей. Технология обучения студентов должна быть построена таким образом, чтобы обеспечить глубокое знание основ моделирования разработки и использование их в нефтегазодобывающих предприятиях для решения производственных задач. Именно на это должны быть направлены подготовка и обучение кадров в системе Высшего и среднего специального образования РФ. Между тем, сегодняшняя вузовская практика по специальности «Поиск и разведка нефтяных месторождений» ориентирует студентов и преподавателей преимущественно на классические научные дисциплины, сложившиеся в 50-70 г.г. прошлого столетия, когда вышло в свет максимальное количество монографий и учебных пособий.

В статье, написанной на основе опыта, полученного при чтении курса лекций в Казанском и Удмуртском государственных университетах, обсуждаются методологические, научные и организационно-технические подготовки студентов по основам компьютерного моделирования.

Компьютерная программа и логика ее построения являются плодом работы десятков, а иногда и сотен специалистов. В ней в концентрированном виде воплощены теоретические знания по предмету, а также учтен практический опыт построения моделей нефтяных месторождений различных по геологическому строению регионов. Курс компьютерного моделирования разработки нефтяных месторождений состоит из лекций, практических занятий, дипломных работ и семинарских занятий. Сочетание всех форм обучения позволяет подготовить грамотного специалиста, способного к самостоятельной работе по специальностям 020305 – «Геология и геохимия горючих ископаемых», 090600 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

## 2. Направления подготовки специалистов

Целью построения геолого-гидродинамической модели может являться подсчет запасов нефти, проектирование разработки, составление технико-экономического обоснования коэффициентов нефтеизвлечения, проведение анализа разработки, оценка эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) и решение других задач. Отсюда можно выделить основные направления подготовки специалистов для работы в научно-исследовательских и проектных институтах (НИПИ) и специализированных научно-технических центрах (НТЦ) по моделированию. В этих организациях традиционный вид работ – составление проектов и технологических схем разработки.

Другой участок работ специалистов по моделированию складывается в последнее время на уровне НГДУ – ЦДНГ (цеха по добыче нефти и газа): геологические отделы, отделы разработки и проектирования методов повышения нефтеотдачи пластов. Подготовка специалистов проводится не под конкретный программный продукт, а таким образом, чтобы они овладели теоретическим материалом и практическими знаниями применительно к особенностям, присущим широкому классу месторождений. Это позволит будущим инженерам адаптироваться к частой смене интерфейса и функций программного обеспечения. Важное место при этом занимают методика проведения практических занятий (Ганиев, 2007), а также организационно-технические аспекты, то есть вопросы, связанные с оснащением компьютерных классов современными средствами компьютерной техники и лицензионным программным обеспечением. До сих пор решение этих вопросов, связанных с финансовыми затратами, вызывает большие трудности. Сюда же можно отнести вопросы содержания в штате ВУЗа программиста для работы с сервером базы данных, системного администратора и лаборанта.

## 3. Выбор моделирующего пакета

В нефтяной промышленности нашли распространение большое количество различных видов компьютерных программ для моделирования геологического строения и разработки залежей нефти. Из всего разнообразия можно выделить две категории программных продуктов: отечественные и зарубежные. В настоящее время большинство пакетов – зарубежные. Из анализа геологических моделей

по литературным данным, выполненным в различных моделирующих пакетах можно сделать следующие выводы. В пакете Schlumberger модель строится на очень мелкой регулярной сетке с шагом по вертикали 0,2 - 0,4 м, т.е. принятым при оцифровке данных каротажа. Геологическая модель природного резервуара в пакете Roxar строится на неравномерной по Z сеточной области, причем неактивные ячейки исключаются из рассмотрения. Модель природного резервуара в пакете Landmark может быть представлена более крупными элементами, хорошо согласующимися с геологической структурой пласта. То же можно сказать относительно модели, выполненной на структурированной сетке в отечественных программных комплексах ТРИАС и ДельтаОйл. Такая сетка позволяет достичь хорошего согласования всех структурных поверхностей, проницаемых интервалов и поверхностей ГНК и ВНК. И хотя при построении такой сетки удается сохранить все основные элементы геологического строения, однако разрешающая способность подобной модели будет ниже, чем для мелких сеток.

Модели, построенные в различных программных комплексах, отличаются расчетными алгоритмами, видом сеток, которые могут быть равномерными, неравномерными, структурированными по координате z. Различаются также способы хранения информации. Алгоритмы расчетов и компьютерные программы непрерывно совершенствуются, поэтому сказанное выше относится лишь к определенному временному отрезку, на котором удается проследить происходящие изменения. Относительно преимуществ и недостатков тех или иных программных комплексов нужно сказать, что самым лучшим является тот, которым в совершенстве владеет специалист. Описание достоинств программных пакетов часто носит рекламный характер и не может быть принят на веру без соответствующих корректив. Каждый комплекс разрабатывался по техническим требованиям определенных нефтяных компаний. Поэтому он не является универсальным, пригодным для моделирования всех без исключения геологических условий, а имеет свои сильные и слабые стороны.

В настоящее время большинство пакетов, принятых к промышленному использованию Центральной комиссией по разработке, являются зарубежными. Техническое описание этих пакетов имеет вид руководств пользователя и не всегда содержат информацию об используемых алгоритмах. Это ограничивает их использование при подготовке лекционного курса и практических занятий. Коммерческая направленность многих пакетов не позволяет установить их в ВУЗах. Во многих компаниях, занимающихся разработкой и внедрением программных продуктов, отсутствуют академические (обучающие) лицензии. К этому нужно добавить не русифицированный интерфейс и техническое описание ряда пакетов. Но основной трудностью является то, что данные пакеты предназначены для решения производственных, а не учебных задач. Поэтому они достаточно сложны для освоения студентами. В то же время, использование отечественных программных продуктов для обучения также не всегда возможно по причине сохранения коммерческой тайны. Внимательно изучая интерфейс программы, всегда можно найти способы воспроизведения алгоритмов, часто без ссылки на оригинал. И все же, используя только отечественные разработки, как это рекомендуется в работе (Дзюба, 2007), легко оказаться на обочине научно-технического прогресса. Дело в том, что



Рис. 1. Коробка, инсталляционная копия и инструкция пользователя ПК ДельтаОйл.

отечественные программные продукты создаются в условиях финансового дефицита и, по этой причине, не содержат всех необходимых функций. Кроме того, они недостаточно проверены на практике для моделирования разнообразных геологических условий (газонефтяные залежи, тектонические нарушения и т.п.).

В этой связи для использования с учебной целью нами предложен программный комплекс (ПК) ДельтаОйл (Рис. 1). Программный комплекс содержит все необходимые приложения, которые требуются для подготовки на высоком научно-техническом уровне лекций и практических занятий. ПК ДельтаОйл позволяет создавать базу данных проекта, строить геологическую модель, рассчитывать фильтрационную модель, проводить оценку и планирование геолого-технических мероприятий.

#### 4. Создание учебной базы данных

Последовательность получения и подготовки исходных данных можно рассматривать в качестве первого этапа в технологической цепочке построения геолого-фильтрационной модели. В результате сбора, обработки и анализа первичной геологической информации создается учебная база данных.

Источниками для формирования базы данных являются электронные таблицы данных по координатам скважин и пластопересечений, результатам интерпретации данных геофизических исследований скважин, добыче и закачке, замерам пластовых и забойных давлений, интервалам перфорации, геолого-техническим мероприятиям, конструкции скважин, контурам нефтегазоносности и пр., а также справочники модельных месторождений. Для создания концептуальной модели и подготовки паспорта месторождения нужны отчетные материалы по объекту исследования, включающие подсчет запасов и дополнительные материалы, подсчетные планы, карты нефтенасыщенных толщин, оцифрованные внешние и внутренние контуры нефтеносности, линии литолого-фациального замещения (выклинивания) пластов-коллекторов, лицензионные границы; проектный документ на разработку по месторождению, протоколы и решения, принятые ЦКР и ЦКЗ, топооснова в масштабе 1:25000, схемы кустования скважин. Оцифрованные структурные карты отражающих горизонтов, построенные по данным 2D и 3D сейсморазведки и результаты опробования пластов используются при построении структурной модели. Для получения петрофизической модели (зависимостей остаточной водонасыщенности от проницаемости, проницаемости от пористос-

ти и т.д.) необходимы также лабораторные данные анализов кернов по всему объему исследований (результаты определения ФЕС, параметров насыщения пласта). Для расчета фильтрационной модели нужны кривые относительной фазовой проницаемости, сведения о смачиваемости, межфазном натяжении, капилляриметрии с описанием условий экспериментов, результаты анализа компонентного и фракционного состава пластовых флюидов, PVT свойства флюидов и сжимаемость пород.

Выше приведен полный перечень исходной информации для моделирования. Однако в учебном процессе достаточно ограничиться изучением основного набора документов и перечня таблиц базы данных, а также обладать навыками работы с этими данными. Эти ограничения приводят к необходимости создания так называемой тестовой модели с заранее подготовленными примерами данных. Оптимальный состав информационных ресурсов для создания и работы с моделями представлен в таблице.

Практика показывает два наиболее распространенных способа хранения баз данных: в виде файловой системы, обеспечивающей простоту и доступность работы с базой данных широкому кругу пользователей и в виде многопользовательской (корпоративной) базы данных в СУБД Oracle. Особенность СУБД Oracle состоит в возможности обеспечения защиты данных от сбоев оборудования и несанкционированного доступа, хранении информации в закрытых форматах, недоступных для прямого просмотра и редактирования стандартными офисными программами и хранение больших массивов информации в упорядоченном виде.

**Загрузка исходных данных для моделирования.** Построение ПДМ требует быстрого доступа к большому массиву исходных данных, находящихся в различных источниках. Следовательно, к информационным ресурсам предъявляются требования быстрого доступа к набору данных. Собственно загрузка данных заключается в заполнении утвержденных структур хранения информации, необходимых для работы с моделями. Загрузка информации может осуществляться из двух систем хранения и отображения данных: СУБД Oracle и файлов форматов Microsoft Excel. Форматы источников загрузки выбираются в соответствии с производственными возможностями предприятий, осуществляющих эксплуатацию программного обеспечения.

Следует выделить несколько схем загрузки данных для работы с моделями:

- загрузка исходной геологической и промышленной информации из корпоративных баз данных, имеющих набор заранее predetermined таблиц, содержащих справочную, геологическую, промышленную информацию;
- догрузка (пополнение) определенных видов информации, необходимой для проведения еженедельных, ежемесячных, ежегодных и др. видов отчетности;
- загрузка для промышленного использования геологических и фильтрационных моделей, построенных в различных программных комплексах.

Загрузка обеспечивает формирование основного набора данных. При этом происходит заполнение информацией эталонного файла, содержащего служебные справочники, которые обеспечивают целостность БД и работу программы. В момент загрузки происходит заполнение пользовательских справочников и необходимой базовой информации (набор пластов и скважин). Затем загружа-

Группа	Наименование информационного ресурса	Состав информации
Справочники	Список объектов	Набор и иерархия геологических объектов, таких как регион, месторождение, пласт, пачка, слой
	Список участков	Информация (списки скважин, контуры) по созданным участкам, включая «участки ПНП», «технологические блоки», «залези»
	Список скважин	весь набор скважин по рабочему месторождению
	Группы справочников	параметры служебных и пользовательских групп справочников
	Служебные справочники	параметры служебных справочных сущностей и принадлежность к группе справочников
Геология	Пластопересечения	стратиграфические отбивки структурных объектов (пласт, пачка и слой) на скважинах
	Проницаемые интервалы	характеристики интервалов, относящиеся к разным стратиграфическим объектам, на скважинах
	Каротаж	набор каротажных кривых в цифровом виде
Разработка	Бурение	Дата начала и окончания бурения скважин и назначение по проекту
	Перфорации/Заливки	Время, интервалы и параметры перфорации или заливки скважин
	Добыча	Временной период и показатели помесечной добычи нефти, воды и газа по скважинам
	Закачка	Временной период и параметры помесечной закачки жидкости по скважинам
	Движение по фонду	История изменения категорий скважин за весь период работы
	Состояние по фонду	История изменения состояний скважин за весь период работы
Исследования	Карточка исследований	Время, тип исследования и значения давлений по скважинам
Типы ГТМ	Типы ГТМ	Служебные группы, служебные типы и служебные виды ГТМ, а так же их иерархию
	Проведённые ГТМ	Дата начала и конца мероприятия и вид проведенного ГТМ
Конструкция	Инклинометрия	Геометрическое расположение ствола скважины относительно устья скважины
Параметры объектов	Характеристики	Общие характеристик по пластам, такие как ВНК, сжимаемость, пересчётные коэффициенты
	Список контуров	Количественное наличие разных типов контуров (внешний и внутренний контуры нефтеносности, внешний и внутренний контур газоносности, линии выклинивания и замещения коллекторов, административные границы, ограничивающие лицензионный участок, границы областей изученности)
	Список карт	Наличие разных типов карт для объекта

Табл. Перечень тематических групп и состав информационных ресурсов.

ют атрибуты скважин и пластов, то есть проницаемые интервалы, добычу, закачку, контура и т.д. Догрузка подразумевает периодическое пополнение существующих в БД типов информации и служит для поддержания базы данных в актуальном состоянии. Загрузка результатов моделирования заключается также в переносе в базу данных не только таблиц, полученных по результатам расчетов, но и карт в виде сеток.

**Проверка полноты, достоверности и целостности исходных данных.** Полнота исходной базы данных является залогом проведения достоверных расчетов. Полнота загруженной в базу БД информации тесно связана с актуальностью их состояния. В свою очередь, от актуального состояния зависит конечный результат. Функция анализа полноты данных отображает количественное и процентное состояние наличия информации и соответственно указывает на отсутствующие данные, как в табличном, так и в графическом виде.

По каждому месторождению перед началом работ оценивается полнота информации. В графическом режиме сразу можно видеть степень полноты данных (Рис. 2). Для более полного анализа данные по месторождению выводятся в отдельности по каждой скважине.

**Анализ достоверности данных.** Этот вид анализа данных проводится для выявления мест не согласованности данных. Приведем наиболее типичные виды несогласованности исходных данных, которые требуют корректировки данных при построении геологической модели. При дискретной интерпретации геофизических данных к ним можно отнести следующие виды ошибок: отсутствие абсолютной отметки кровли (подошвы); кровля располагается ниже подошвы; отсутствует абсолютная отметка кровли (подошвы) проницаемого интервала; проницаемые интервалы частично или целиком лежат выше кровли (ниже подошвы); отсутствует значение (нефтенасыщенности, пористости, проницаемости) проницаемого интервала; непроницаемый интервал обозначен как проницаемый; отметки пласта пересекаются с другими пластами; отметки проницаемых интервалов пересекаются с отметками других пластов; нефтенасыщенные интервалы лежат ниже отметки ВНК; отсутствуют данные по проницаемым интервалам; водонасыщенные интервалы выше отметки ВНК; газонасыщенные интервалы ниже отметки ГНК; нефтенасыщенные интервалы выше отметки ГНК.

Нужно отметить, что в настоящее время корпоративные базы данных нефтедобывающих компаний (например, Finder) содержат только фактические данные замеров по отдельным скважинам. Построение моделей позволяет увязать между собой различные виды информационных ресурсов. При этом и выявляются различные виды несогласованности данных. Систематизация и корректировка информации, полученной за всю историю изучения нефтяных залежей, есть неотъемлемая и наиболее трудоемкая часть технологического процесса построения геологической модели, которая может отнимать до 50% времени, выделенного для построения модели. Причем наличие ошибок в информации есть реальный факт, с которым приходится считаться, а не замалчивать его. Достоверность данных по разработке оценивается по следующим обязательным критериям. Устранение дублирующих записей в таблице состояния скважин по фонду; то же в данных по добыче и закачке; устранение пересечений между добычей и закачкой. Проводится также проверка достоверности часов, месяцев и лет в добыче и закачке, а также максимальной и минимальной величин добычи нефти, жидкости и закачки вытесняющего агента, для чего задается максимально достоверная величина.

Достоверность данных по геолого-техническим мероприятиям (ГТМ) определяется по трем обязательным критериям: наличию дублирующих записей, отсутствию даты проведения ГТМ и кода мероприятия в справочнике ГТМ.

**Целостность базы данных.** К основным структурным элементам, определяющим целостность базы данных, можно отнести скважины, пласты, временные события и справочники. Временные события или сокращенно события связывают между собой скважины и пласты. Причем к событиям можно отнести все данные, связанные с датой – даты бурения, проведения ГТМ, запуска скважины в работу, перфорации и т.п.

Целостность базы данных подразумевает логическое связывание различных типов данных посредством справочников, ключевых полей и уникальных идентификаторов различных объектов. Целостность позволяет избежать дублирования данных и сократить размер базы данных. Главное заключается в том, что целостность обеспечивает логическую связь объектов по всей базе данных, что особенно важно при удалении информации и заведении новых объектов с необходимым базовым набором информации. Целостность базы данных позволяет от разрозненных сведений, содержащихся в различных по форматам информационным массивам перейти к взаимосвязанному и упорядоченному набору данных. Причем под упорядочиванием данных понимается их сортировка в единый временной ряд событий. Отсюда вытекают технические требования к структуре хранения данных. Приведем несколько характерных примеров целостности базы данных.

Данные по добыче и закачке воды смогут быть отображены на картах разработки или модели только в том случае, если присутствуют координаты скважин и состояние скважин по фонду. Другой пример – если имеются координаты скважины, добыча и закачка, но отсутствуют проницаемые интервалы. Отсутствие этой информации приводит к тому, что данные по добыче и закачке не могут участвовать в гидродинамических расчетах. Искусственное задание интервала вскрытия пласта может привести к значительным расхождениям результатов расчетов с фактом. Следующий пример элемента целостности БД – это геометрическая связь между устьевыми координатами, каротажными кривыми, инклинометрией, проницаемыми интервалами, интервалами перфорации и координатами пластопересечений. Несогласованность хотя бы одного из параметров приводит к ошибке в построении геологической и гидродинамической моделей.

По результатам проведения оценки полноты, достоверности и целостности Базы Данных можно сделать вывод о качестве загруженной информации.

## 5. Построение геологической модели

Так как курс моделирования предназначен для геологов и разработчиков, то упор делается на максимальном учете геологических особенностей нефтяных залежей при построении модели. Геологическая модель должна быть построена не формально, а учитывать все сведения о ловушке, строении природного резервуара, типе залежи, литологических особенностях пластов-коллекторов и т.п.

**Понятие концептуальной модели.** Перед началом построения модели изучаются все научно-производственные отчеты и систематизируется материал, накопленный с начала изучения месторождения. По результатам такого анализа составляется концептуальная модель (КМ). Под «концептуальной моделью» авторы понимают модель геологического и палеотектонического развития территории, составленную на основе научных публикаций, научно-производственных отчетов и фондовых материалов. Назначение КМ состоит в подготовке геологических знаний для математической интерпретации. В ее состав входят следующие геологические особенности объекта моделирования:

1. Структурно-тектонические признаки, требующие учета при построении структурной модели:

1.1. Стратиграфия разреза осадочного чехла;

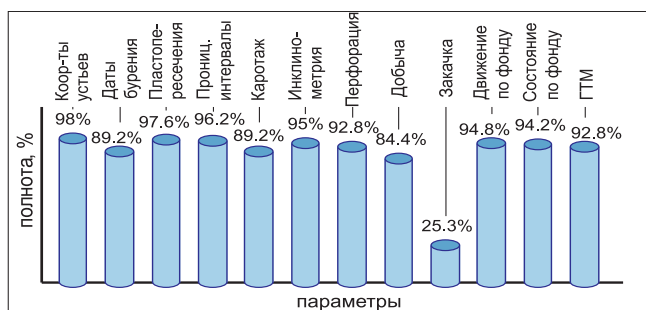


Рис. 2. Пример графического способа анализа полноты данных.

1.2. История геотектонического развития территории (структурно-тектонические этажи, опорные поверхности, маркирующие горизонты);

1.3. Тип структурной поверхности (ненарушенная, срезанная стратиграфическим несогласием (размывом), связанная с древней корой выветривания);

1.4. Категория сложности структурной поверхности (однокупольная, многокупольная);

1.5. Наличие тектонических нарушений (отсутствуют, внутриформационные, межформационные);

1.6. Количество моделируемых объектов (однопластовый, многопластовый, многоярусный);

2. Литолого-фациальные особенности, необходимые для построения слоистой модели:

2.1. Литология коллектора (терригенный, карбонатный);

2.2. Условия осадконакопления (аллювиальные, дельтовые, прибрежно-морские);

2.3. Палеогеография (источники сноса, наличие размыва отложений и перерывов в осадконакоплении);

2.4. Тип коллектора (поровый, каверновый, трещинный, смешанный);

3. Сведения, необходимые для построения модели насыщения:

3.1. Тип залежи по условиям залегания (пластовый, массивный, литологически-ограниченный);

3.2. Тип залежи по характеру насыщения (газовая, нефтяная, нефтегазовая, газонефтяная, газоконденсатная);

3.3. Характер поверхности газоводяного и водонефтяного контакта (горизонтальный, наклонный, сложный, при котором отметки различаются в пределах различных тектонических и литологических блоков);

3.4. Состав и физико-химические свойства пластовых нефтей (маловязкие, высоковязкие).

Кроме того, при составлении концептуальной модели принимаются во внимание запасы месторождения (мелкое, среднее, крупное и т.д.), состав и свойства пластовых вод, стадия разработки (ранняя, развитая, поздняя). Модель может быть представлена в виде описания, либо в виде таблицы, в которых материал приводится с учетом целевой функции модели. Это может быть подсчет запасов нефти и газа, составление технико-экономического обоснования коэффициента нефтеотдачи, проектирование разработки, оценка эффективности и планирование ГТМ.

Составление концептуальной модели на основании ранее опубликованных материалов в зависимости от состава показателей позволяет выбирать количество моделируемых горизонтов и структурно-тектонических горизонтов. В зависимости от того, является ли горизонт самостоятельным объектом моделирования, или же внутри него содержатся поверхности размыва, выбираются способы построения

сеточной областей. Выбор оптимальной технологии моделирования заключается в том, чтобы каждое геологическое тело должно быть построено с использованием отдельных сеточных областей. После завершения рабочего варианта модели концептуальная модель уточняется.

**Технология построения геологической модели.** Вся технология построения структурированной геологической модели была разделена на несколько самостоятельных этапов: 1. Расчет сетки; 2. Корреляция разрезов, уточнение кровли и подошвы пластов; 3. Построение структурных поверхностей; 4. Построение слоистой структуры пласта; 5. Пространственное распределение геологических параметров; 6. Построение модели насыщения; 7. Генерализация слоев в пакки; 8. Построение зональных карт; 9. Подсчет запасов нефти и газа.

Данные операции являются общими при построении геологических моделей различных типов залежей нефти и газа. В качестве примера на Рис. 3. приведен результат расчета структурированной геологической модели одного из месторождений. Для учета морфологии ловушек, характера насыщения и неоднородности продуктивных пластов,

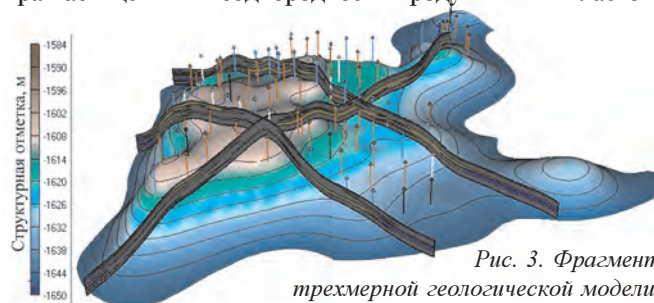


Рис. 3. Фрагмент трехмерной геологической модели.

то есть тех признаков, которые были выявлены на стадии формирования концептуальной модели, базовые алгоритмы расчетов были дополнены вспомогательными процедурами. Сейсмическая и петрофизическая модели, а также результаты интерпретации параметров пластов по каротажным данным для проведения практических занятий используются в готовом виде. Часть этапов выполняется в цикле, например, пересмотр отметки кровли пласта в скважине приводит к изменению структурного плана, что, в свою очередь, вызывает необходимость повторной разбивки пласта на слои. Для удобства изложения материала некоторые стадии выделяются в качестве самостоятельных моделей.

## 5. Построение фильтрационной модели

Для сопровождения курса выбрана модель двухфазной (нефть-вода) фильтрации, основанная на разработ-

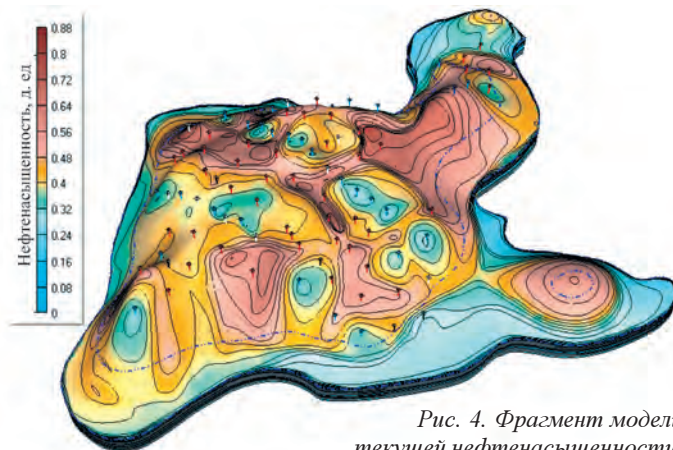


Рис. 4. Фрагмент модели текущей нефтенасыщенности.



ках, изложенных в работах (Булыгин, Булыгин, 1996; Шевченко и др., 2001). Для адаптации гидродинамической модели по замеренной и вычисленной добыче нефти используются три различных механизма: • Изменение вида кривых относительных фазовых проницаемостей. • Локальное изменение геологической информации начальной нефтенасыщенности, проницаемости и проницаемости перемычек. • Расчет в режиме заданной добычи нефти, – используется, если имеются сведения о заколонных потоках, некорректности учета воды/газа и т.п.

С помощью расчета слоистой фильтрационной модели выявляются области пласта, не охваченные заводнением (Рис. 4), области влияния закачки, текущие запасы в области дренирования отдельных скважин.

## 6. Рекомендуемые темы дипломных работ

При условии передачи исходных геологических и промысловых данных предприятием, на котором проходит практику студент с привлечением элементов моделирования могут быть выполнены, например, следующие темы дипломных работ: • Анализ разработки на основе трехмерной геологической (или геолого-фильтрационной) модели конкретного нефтяного месторождения. • Оценка технико-экономической эффективности геолого-технических мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и капитального ремонта скважин. • Анализ эффективности геолого-технического мероприятия, например, зарезки боковых стволов, применение потокоотклоняющих технологий и др. в различных геолого-промысловых условиях.

Качество дипломной работы во многом зависит от полноты и достоверности предоставленной информации.

## 7. Обучение на производстве в системе дополнительного образования

Основам моделирования приходится обучать не только в системе высшего и специального образования, но и на производстве. Специфика подобного обучения состоит в том, что обучение на производстве проводится не на модельных примерах, а на данных по конкретным объектам. Теоретическая часть при этом даётся в минимальном объёме. Весь процесс обучения проводится при работе с моделирующей программой.

## Выводы

1. Курс моделирования разработки нефтяных месторождений должен быть построен на широко известных в геологии методах исследования, описанных в структурной

Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2007. 77 с.

## Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений

Ганиев Р.Р.



Представленное учебно-методическое пособие написано на основе современных отечественных и зарубежных разработок теоретического и практического характера в области компьютерного геологического моделирования нефтяных и нефтегазовых месторождений. Автором подробно освещены виды и технология построения геологических моделей с помощью ЭВМ и программных средств. Особое внимание уделено вопросам построения структурного каркаса, обоснованию водо-нефтяного контакта в модели, построению геологической модели фильтрационно-емкостных свойств. В работе изложены методы компьютерного построения карт и особенности гидродинамического моделирования, использован практический опыт автора в расчете эффективности геолого-технических мероприятий.

Предназначено для студентов, преподавателей ВУЗов а также для практического применения в производстве.

геологии, промысловой геофизике, фациальном анализе, геологии нефти и газа, нефтепромысловой геологии и др. дисциплин, адаптированных для компьютерного анализа.

2. Усвоение материалов курса студентами во многом зависит от навыков работы с первичной базой данных по конкретным месторождениям, выбора обучающего программного продукта, технической оснащенности компьютерных классов, а также состава лекционных и практических занятий.

## Литература

Булыгин Д.В., Булыгин В.Я. *Геология и имитация разработки залежей нефти*. М.: Недра. 1996.

Ганиев Р.Р. *Основы компьютерного моделирования нефтяных месторождений: Методические указания к практическим занятиям по курсу*. Казань: Изд-во Казан. ун-та. 2007.

Дзюба В.И. *Гидродинамическое моделирование разработки месторождений углеводородов. Проблемы и перспективы (В порядке обсуждения)*. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №10. 78-81.

РД 153-39.0-047-00. Регламент по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений. М: Министерство топлива и энергетики РФ. 2000.

Шевченко Д.В., Булыгин Д.В., Клейдман Д.М. *Методика построения фильтрационной модели для оперативного прогноза показателей разработки*. *Интервал*. 2001. № 4. 3-8.

Дмитрий

Владимирович Булыгин  
Профессор, д. г.-м. н., член  
корр. РАЕН, зав. лабораторией  
моделирования разработки  
нефтяных месторождений.



Область научных интересов – моделирование геологического строения и состояния разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений, оценка эффективности и планирование геолого-технических мероприятий. Автор 3 монографий, 20 изобретений и более 100 научных статей.

Радик Рафкатович Ганиев

Генеральный директор ГУП  
«НПО Геоцентр РТ», преподаватель  
кафедры геологии нефти и газа КГУ.

Область научных интересов – геолого-фильтрационное моделирование нефтяных месторождений, геоэкология. Автор учебного курса по основам компьютерного моделирования нефтяных месторождений. Автор 5 публикаций и одного свидетельства на программу для ЭВМ «Прагматик».



В.А. Кожевников<sup>1</sup>, Ю.П. Бубнов<sup>1</sup>, Р.Р. Ганиев<sup>1</sup>, Т.М. Акчурин<sup>2</sup><sup>1</sup>ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань<sup>2</sup>Министерство экологии и природных ресурсов РТ, Казань  
gupgeocentr@i-set.ru

# ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ПАСПОРТИЗАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОНИТОРИНГА СОСТОЯНИЯ НЕДР

Оценка геоэкологического состояния недр и связанных с ними других компонентов природной среды является начальной точкой в проведении мониторинга состояния недр при разработке нефтяных месторождений. Предложены основные принципы проведения обследования и представления результатов в виде геоэкологического паспорта месторождения.

Геоэкологическая обстановка нефтедобывающего региона Республики Татарстан относится к сложной, в силу того, что современная эколого-геологическая среда формируется под влиянием природных геологических процессов и комплекса факторов техногенного характера, проявляющихся при добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья.

Основными опасными геологическими процессами, чаще всего возникающими на территориях нефтедобывающих районов, являются загрязнение поверхностных и подземных вод, трансформация геохимического фона (в том числе в почвах); активизация экзогенных геологических процессов; возникновение деформаций земной поверхности и возбужденных землетрясений.

В связи с этим требуется проведение работ по организации системы геоэкологического мониторинга месторождений углеводородов на территории деятельности ННК. При этом состояние геологической среды и протекающих в ней процессах отражается комплексом (количественно или качественно выраженных) показателей, полученных геодезическими, геоморфологическими, геофизическими, гидрогеологическими, геохимическими, наземными или дистанционными методами.

Проведение мониторинга месторождений углеводородов, как объектного уровня мониторинга геологической среды, является обязанностью субъектов предпринимательской деятельности – владельцев лицензии на пользование недрами для геологического изучения недр и (или) добычи нефти и газа (Закон РФ «О недрах», 1995; 1999; 2000).

В целях организации геоэкологического мониторинга на территории нефтяных компаний разработаны «Временные требования к оценке геоэкологического состояния и мониторингу месторождений углеводородов Республики Татарстан». Документ (Рис. 1) утвержден Территориальным агентством по недропользованию по Республике Татарстан, Министерством экологии и природных ресурсов РТ и согласован с Управлением Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по Республике Татарстан.

Основной целью требований для ведения мониторинга месторождений углеводородов, как объектного уровня мониторинга геологической среды, является оперативное информационное обеспечение производственных и технологических подразделений недропользователей, органов управления государственным фондом недр, органов

по охране природной окружающей среды о текущем и прогнозном состоянии природной (геологической) среды на территории разрабатываемого месторождения при геологическом изучении и проведении работ по добыче и транспортировке углеводородного сырья (Закон РФ «Об охране...», 2001; 2006; 2007; 2007; Закон РТ «Об охране...» 2006).

Для реализации указанной цели в системе мониторинга месторождений углеводородов осуществляется решение следующих основных задач:

- оценка текущего состояния геологической среды в пределах месторождения и зоны существенного влияния его разработки, включая: а) состояние запасов и добычи углеводородов, их обводненности, пластовых давлений в продуктивных и смежных пластах; б) состояние ресурсов различных типов подземных вод (питьевых, лечебных минеральных, технических), их использования и качества; в) состояние геологических процессов (в первую очередь опасных), происходящих на территории лицензионного участка; г) состояние других компонентов окружающей среды (поверхностных вод, почв, атмосферного воздуха);
- составление текущих, оперативных и долгосрочных прогнозов изменения состояния геологической среды на месторождении и в зоне существенного влияния его разработки;
- подготовка информации для разработки мероприятий по рационализации способов добычи углеводородного сырья, предотвращению аварийных ситуаций и ослаблению негативных последствий эксплуатационных работ на массивы горных пород, подземные воды, геологические процессы и другие компоненты окружающей природной среды;
- подготовка информации для оценки экономического ущерба с определением затрат на предупреждение отрицательного воздействия разработки месторождения на окружающую природную среду (осуществление природоохранных мероприятий и компенсационных выплат);
- подготовка информации для осуществления контроля и оценки эффективности мероприятий, обеспечивающих, при прочих равных условиях, полную их извлечения и сокращение нерациональных потерь нефти и газа.

Оценка геоэкологического состояния недр и связанных с ними других компонентов природной среды при разработке нефтяных и газовых месторождений является начальной точкой в организации и проведении мониторинга. Она проводится путем анализа и сравнения параметров природной среды с фоновыми значениями для данной терри-

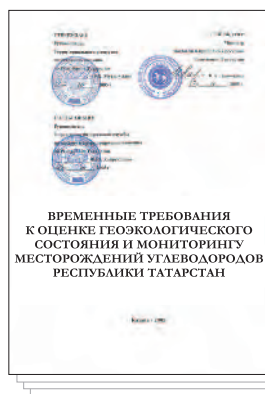


Рис. 1.

размещения промышленных объектов и объектов инфраструктуры, способных оказывать непосредственное негативное влияние на состояние недр и сопряженных сред;

Зона II. Промежуточная (буферная) зона, в которой происходят или могут происходить негативные изменения состояния геологической среды под влиянием разработки месторождения и функционирования промышленных объектов и объектов его инфраструктуры;

Зона III. Периферийная зона (зона фоновое состояние), примыкающая к зоне II, в которой не происходит изменения состояния геологической среды (недр) под влиянием разработки месторождения углеводородов.

Размеры зоны I обычно принимаются в соответствии с границами горного отвода в пределах лицензионного участка, но могут быть расширены, если за пределами горного отвода расположены потенциально опасные объекты инфраструктуры. Размеры промежуточной (буферной) зоны II зависят от геолого-гидрогеологических условий территории и технологии разработки месторождения.

Границы III зоны и ее площадь принимаются таким образом, чтобы в процессе мониторинга можно было проследить фоновые изменения состояния геологической среды, сравнить их с изменениями в зоне II и выделить те из них, которые связаны с разработкой месторождения и те, которые определяются другими факторами.

При разработке близко расположенных месторожде-

тории, а также с параметрами, характеризующими состояние природной среды лицензионного участка на текущий момент разработки месторождения (Мироненко, 1998).

Оценка геоэкологического состояния недр охватывает весь лицензионный участок, разделенный на 3 зоны:

Зона I. Зона непосредственного

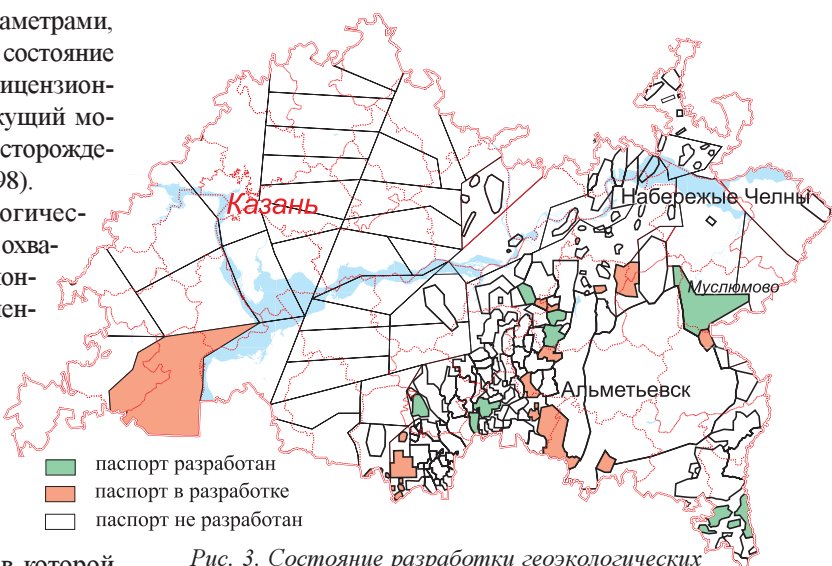


Рис. 3. Состояние разработки геоэкологических паспортов лицензионных участков нефтяных компаний.

ний может сформироваться единая зона влияния на состояние недр (зона II). В этих случаях границы зоны II для каждого месторождения устанавливаются по контуру соответствующего лицензионного участка, а на остальной площади мониторинг осуществляется территориальной службой мониторинга состояния недр.

Основная цель паспортизации – оценка современного экологического состояния геологической среды и сопряженных компонентов окружающей природной среды на территории месторождения для разработки «Программы геоэкологического мониторинга» и последующей организации самой системы локального мониторинга месторождений углеводородов (Рис. 2) (Концепция..., 1994; Положение..., 2001; Постановление..., 2003).

Для разведанных, но не разрабатываемых месторождений составляется геоэкологический паспорт, в котором оценивается потенциальная возможность загрязнения геологической среды и сопряженных с ней природных сред и экологическая опасность такого загрязнения. Геоэкологический паспорт состоит из трех разделов текстового документа, с графическими и табличными приложениями, и его электронного аналога, заполненного по специально разработанной форме, являющимся неотъемлемой частью паспорта.

Первый раздел («Общие сведения об организации – недропользователе») содержит юридический и фактический адреса организации, банковские реквизиты компании, данные лицензионного соглашения, краткие сведения о руководителях организации.

Второй раздел («Общая характеристика территории месторождения») включает общую характеристику района месторождения углеводородов – физико-географические условия, геологическое строение и гидрогеологические условия территории, защищенность грунтовых вод, фоновое состояние подземных и поверхностных вод, современное состояние разработки месторождения с текстовым приложением в табличной форме установленного образца. Графические приложения раздела представлены геологической и гидрогеологической карта-

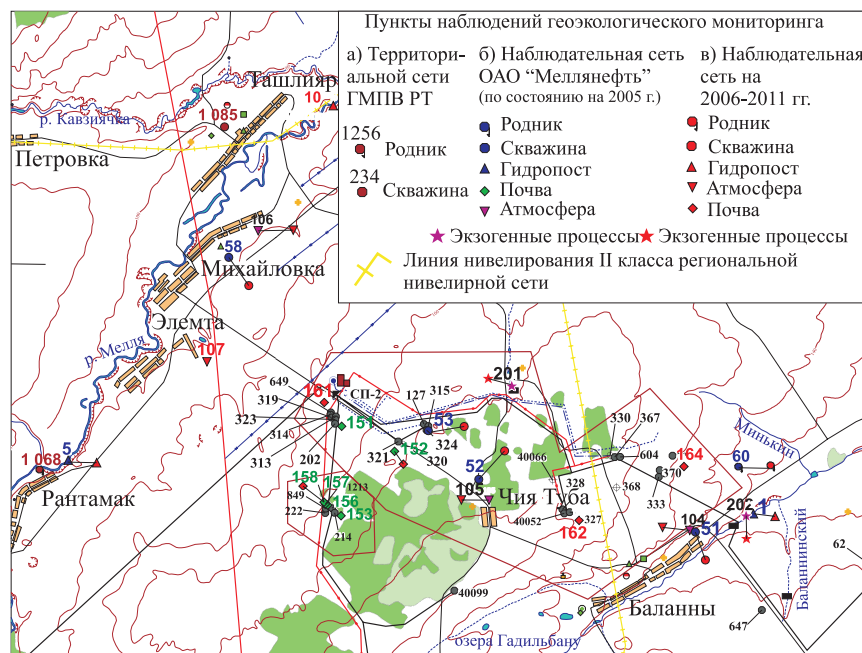


Рис. 2. Фрагмент карты наблюдательной сети ОАО «Меллянефть».



## Уважаемые коллеги, друзья!

Поздравляю Руководство и коллектив ГУП «НПО Геоцентр РТ» от имени Аппарата Кабинета Министров Республики Татарстан с 9-летием.

В августе 1995 года Постановлением № 624 Кабинет Министров Республики Татарстан обозначил важность создания в Республике предприятия, которое должно выполнять задачу создания геоинформационной системы и ведения цифрового банка геолого-геофизической информации для органов государственной власти и управления РТ. В 2000 году 18 мая Постановлением № 347 правительство Республики закрепило ответственность по хранению цифровой геолого-геофизической информации за ГУП «НПО Геоцентр РТ».

Сегодня всем очевидно, что информация о недрах, богатствах нашей республики является бесценным капиталом. Если учесть, что в разное время на изучение и разведку недр затрачивались колоссальные бюджетные средства, становится понятным, почему правительство уделяет пристальное внимание этому вопросу. Считаю, что за все эти годы ГУП «НПО Геоцентр РТ» в полной мере оправдал возложенные на него надежды и сегодня по праву, на равных конкурирует с ведущими геологическими организациями Республики Татарстан и Российской Федерации. Предприятие активно участвует в различных производственных и научных форумах, выполняет Государственный заказ, ведет коммерческую деятельность на свободном рынке.

Желаю всем работникам ГУП «НПО Геоцентр РТ», находящимся в строю и ушедшим на заслуженный отдых, доброго здоровья, успехов и удач, направленных на благо нашей Республики.

*Помощник Премьер-министра Республики Татарстан  
по вопросам геологии и использования недр*

*Шагидуллин Ф.Ф.*

ми территории месторождения, картой защищенности грунтовых вод, картой расположения техногенных объектов и зон санитарной охраны.

В третьем разделе геоэкологического паспорта («Геоэкологическая характеристика территории месторождения») дается современная характеристика состояния окружающей среды, приводятся базы данных по контролю за атмосферным воздухом, подземными и поверхностными водами, почвам, экзогенным и эндогенным процессам. Графические приложения раздела представлены в виде электронных карт современного химического состава и качества подземных и поверхностных вод, динамики изменения состояния подземных вод по хлоридам, состояния почв и грунтов, развития геодинамических процессов, размещения пунктов наблюдений мониторинга.

По результатам наблюдений в режиме мониторинга, на основе анализа и оценки текущего состояния природной среды территории месторождений углеводородов составляется ежегодный информационный отчет.

Комплект создаваемых ежегодных электронных карт содержит следующие графические приложения:

- карта химического состава и качества подземных и поверхностных вод на территории месторождения;
- карта динамики изменения состояния подземных вод по хлоридам (в сравнении с предыдущим годом);
- карта экологического состояния почв и грунтов;
- карта проявлений геодинамических процессов.

Ежегодный информационный отчет и комплект графических приложений, согласно «Временным требованиям к оценке геоэкологического состояния и мониторингу месторождений углеводородов Республики Татарстан», сдается в электронной форме в Министерство экологии и природных ресурсов РТ и Территориальное агентство по недропользованию по РТ.

Геоэкологический паспорт месторождения ежегодно дополняется по результатам геоэкологического мониторинга, а через пять лет вновь утверждается в установленном порядке. В случае возникновения нештатных экологических ситуаций на основе данных паспорта можно оценить необходимость и срочность проведения реабилита-

ционных и защитных мероприятий, а на месторождениях, готовящихся к разработке, правильно разработать систему превентивных мер, направленных на минимизацию ущерба окружающей среде.

В настоящее время мониторинговыми исследованиями на территории Республики Татарстан, включая геоэкологическую оценку и составление паспортов месторождений, охвачены территории Дачного, Онбийского, Демкинское, Старо-Кадеевского, Муслюмовского, Алексеевского, Урустамакского, Кузайкинского, Урмышлинского, Макаровского, Верхне-Уральминского, Сарапалинского, Нижнее-Уральминского, Заречного, Глазовского, Беркет-Ключевского, Елгинского, Степноозерского, Зюзеевского, Мухарметовского, Максимкинского, Фомкинского, Николаевского, Мальцевского, Некрасовского, Ермаковского месторождений нефти и Тетюшского участка недр (Рис. 3).

### Заключение

Геоэкологическая паспортизация месторождений углеводородов позволит более целенаправленно проектировать систему локального мониторинга месторождений углеводородов и вводить их в состав действующей системы государственного мониторинга состояния недр РТ и РФ.

### Литература

Закон Российской Федерации «О недрах» (в ред. Федеральных законов от 03.03.1995, № 27-ФЗ; от 10.02.1999, № 32-ФЗ; от 02.01.2000, № 20-ФЗ) ст. 4, 36.

Закон Российской Федерации «Об охране окружающей среды» от 20.12.2001, № 7-ФЗ, ст. 63 (в ред. Федеральных законов от 18.12.2006; 05.02.2007; 26.06.2007).

Закон РТ «Об охране окружающей среды» № 38 – ЗРТ от 22.06.06 (в ред. от 16.02.2007 – 26.06.2007).

*Концепция Государственного мониторинга геологической среды России.* М. 1994.

Мироненко В.А. Стратегия контроля и восстановления качества подземных вод на старых загрязненных территориях. *Геоэкология.* 1998.

«Положение о порядке осуществления государственного мониторинга состояния недр Российской Федерации», утверждено приказом МПР России от 24.05.2001, № 433.

Постановление Правительства Российской Федерации № 177 от 31.03.2003 «Об организации и осуществлении государственного мониторинга окружающей среды (государственного экологического мониторинга)».

Ю.П. Бубнов<sup>1</sup>, Р.Р. Ганиев<sup>1</sup>, С.И. Поляков<sup>1</sup>, Р.Х. Мутыгуллин<sup>2</sup>, А.П. Пленкин<sup>2</sup>

<sup>1</sup> ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань

<sup>2</sup> Управление по недропользованию по Республике Татарстан, Казань  
gurgeocentr@i-set.ru

## ПРОБЛЕМЫ ЭКОЛОГИИ И ОХРАНЫ РЕСУРСОВ ПОДЗЕМНЫХ ВОД РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

В статье охарактеризованы основные экологические проблемы эксплуатации и охраны ресурсов пресных подземных вод, возникшие с ростом техногенной нагрузки на геологическую среду. Нарушения экологического состояния пресных подземных вод связаны с нарушениями недропользователями действующего законодательства в области лицензирования и с отсутствием учета и контроля состояния скважинного фонда РТ.

### 1. Введение

Наиболее мощное техногенное воздействие на состояние недр Республики Татарстан происходило в период с начала пятидесятых до начала восьмидесятых годов. В это время осуществлялась интенсивная разработка нефтяных месторождений, создавались Куйбышевское и Нижнекамское водохранилища, крупные промышленные объекты в Приказанском, Нижнекамском, Набережно-Челнинском и Елабужском регионах, были проложены протяженные магистральные трубопроводы и автомагистрали, активно велась распашка земель и внесение в них значительного количества удобрений и пестицидов.

Наиболее явными негативными последствиями техногенного воздействия на состояние недр стали: загрязнение пресных подземных вод (ППВ), подтопление и заболачивание территорий, активизация овражной эрозии, оползней, карста, абразионных процессов переработки побережья рек (особенно активно в зоне воздействия Куйбышевского и Нижнекамского водохранилищ), проявление возбужденной сейсмичности в районах разработок нефтяных месторождений.

Геологические процессы, происходившие в естественном режиме за столетия и тысячелетия, под действием техногенной нагрузки резко ускорились, и их последствия регистрируются на протяжении жизни одного поколения. Техногенный фактор, в соответствии с высказываниями академика Вернадского, стал мощной движущей силой в развитии геологических процессов.

Подавляющая часть (около 95%) промышленного потенциала республики сосредоточена в трех экономических районах: Северо-Западном старопромышленном регионе, основой которого является Казанско-Зеленодольская агломерация, Северо-Восточном индустриальном регионе с ядром в Набережно-Челнинско-Нижнекамской городской агломерации и Юго-Восточном нефтедобывающем регионе. Поэтому для этих регионов особо остро встают вопросы экологической безопасности для проживающего там населения (Государственный доклад..., 2006; 2007).

Рост промышленного потенциала тесно связан с использованием ресурсов недр. Для РТ это многолетнее интенсивное развитие нефтедобывающей отрасли и связанного с ней производства. Развитие инфраструктуры промышленного производства и численный рост населения в этих районах вызвали рост водопотребления подземных вод как для производственного, так и для хозяйственно-питьевого водоснабжения. Бурение многочисленных скважин для обслуживания нефтедобычи, для обес-

печения технического и питьевого водоснабжения также неблагоприятно сказалось на экологическом состоянии пресных подземных вод промышленных регионов.

В середине 80-х годов на обширном по площади (порядка 28,0 тыс. км<sup>2</sup>) Юго-Восточном регионе РТ в пределах нефтяных месторождений утечки рассолов – попутных нефтяных вод – привели к загрязнению пресных подземных вод хлоридами, сульфатами, нитратами, бромом, бором и др. неблагоприятными для человека элементами, содержание которых на отдельных участках превышало предельно допустимые концентрации в 5-6 раз (Мироненко, Румынин, 1999).

Техногенное загрязнение пресных подземных вод имеет свои особенности, которые затрудняют его выявление и проведение последующих технических мероприятий по его ликвидации.

Загрязнение ППВ носит скрытый куммулятивный характер. Проникновение загрязнения в эксплуатируемые горизонты растянуто во времени, а его проявление на водозаборных сооружениях может вывести из строя систему водоснабжения и приводит к экологической катастрофе.

Техногенное загрязнение ППВ может происходить как с поверхности путем инфильтрации вместе с атмосферными осадками, так и подземным путем, за счет межпластовых перетоков по стволам скважин (Мироненко, 1998).

Контроль состояния недр и, в первую очередь, пресных подземных вод, должен осуществляться специализированной геологической службой. В Российской Федерации эту функцию выполняют геологические организации, осуществляющие государственный мониторинг состояния недр. (Концепция..., 1994).

### 2. Мониторинг подземных вод в Республике Татарстан

В Республике Татарстан государственный мониторинг состояния недр, в том числе, подземных вод с 2000 г. осуществляет ГУП «НПО Геоцентр РТ».

В системе Государственного мониторинга подземных вод РТ выполняется:

- Ежегодная оценка состояния ресурсов пресных подземных вод;
- Ведение Государственного водного кадастра (ГВК: паспортизация водозаборов и водозаборных скважин);
- Государственный учет подземных вод (ГУВ: систематизация и анализ данных на основе отчетов недропользователей по форме 2 ТП – «Водхоз» и о ведении локального объектного мониторинга);

- Изучение режима подземных вод, формирующегося под влиянием природных и техногенных факторов;

- Ведение банка данных, связанных с водопользованием: количество и состав недропользователей, реестр водозаборных скважин, количество и качество отобранных вод, их использование, выданные гидрогеологические заключения и лицензии, оценка эксплуатируемых запасов и пр.

Из анализа результатов мониторинга подземных вод определились следующие основные экологические проблемы в области рационального использования ресурсов подземных вод в Республике Татарстан.

### 3. Влияние техногенной нагрузки на состояние подземных вод

Развитие промышленного производства и рост техногенной нагрузки на подземные воды оказывают неблагоприятное воздействие на состояние подземных вод.

По состоянию на 01.01.2008 на территории республики зарегистрировано 423 очага загрязнения подземных вод (Рис.). Из них 302 очага загрязнения зафиксированы на действующих водозаборах подземных вод. Класс опасности очагов, как правило, 4-ый (выделяется по хлоридам), либо 3-ий (выделяются по нитратам, железу общему, марганцу). И это не считая эксплуатируемых водозаборов, на которых в силу гидрогеологических условий РТ используемые воды не соответствуют Санитарно-эпидемиологическим правилам и нормативам (СанПиН) 2.1.4.1074-01 «Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества».

Техногенно-нарушенное состояние подземных вод локально проявляется во всех водоносных горизонтах. Это выражается в изменении химического состава и появлением в больших количествах таких компонент, которые не связаны с геологическими и гидрогеологическими условиями водоносного горизонта, а обусловлены поступлением их с поверхностными загрязненными водами или из более глубоких высокоминерализованных горизонтов (Мироненко, Румынин, 1999).

Для середины 90-х годов особую опасность для качества подземных вод представляло хлоридное загрязнение на территориях нефтедобычи (юго-восток РТ), и эта проблема была частично решена в течение 15-20 лет с помощью законодательных и технологических мер. Общее количество очагов хлоридного загрязнения по сравнению с 1995 годом снизилось в два раза (2003), и наблюдается положительная динамика в их расформировании как по площади, так и по концентрации.

На сегодняшний день более реальную угрозу для обеспечения качественного водоснабжения населения представляют очаги нитратного загрязнения для сельскохозяйственных территорий и очаги поликомпонентного загрязнения для урбанизированных промышленных агломераций (свалки промышленных и бытовых отходов, поля фильтрации, слив на поля отходов животноводства и птицеводства, несанкционированное складирование отходов и пр.) За последние годы возрастает количество выявляемых очагов, а, следовательно, все в большей степени будет ухудшаться качество пресных вод и особенно на урбанизированных территориях. Значимость этой проблемы в ближайшие годы будет нарастать, пока не будут разработаны и проведены законодательные и технические мероприятия, решающие эту задачу.

### 4. Неутвержденные запасы подземных вод

Подавляющее большинство действующих водозаборов на территории Республики Татарстан, в том числе крупных (с водоотбором свыше 1000 м<sup>3</sup>/сут) работают на неутвержденных запасах подземных вод. Созданные по существу стихийно, они не имеют обоснованных зон санитарной охраны, не определен оптимальный режим и схема их эксплуатации, обеспечивающие благополучие качества подземных вод.

Такие объекты недропользования, имеющие важное экономическое и социальное значение, на сегодняшний день не защищены, их нет на государственном балансе, они не получили юридический статус месторождения полезных ископаемых. В результате интенсивной эксплуатации качество подземных вод на этих водозаборах, за редким исключением, не соответствует питьевым стандартам.

### 5. Лицензии на право пользования недрами

Многие водозаборы, особенно в сельской местности, эксплуатируются недропользователями, не имеющими лицензии на право пользования недрами.

По данным службы Государственного мониторинга подземных вод в Республике Татарстан насчитывается 2210 участков недр, на которых производится отбор подземных вод. Однако по состоянию на 01.01.08. выдано всего 725 лицензии на пользование недрами с целью добычи пресных подземных вод. Это составляет 32,8 % от числа недропользователей. Количество извлекаемой воды на лицензионных участках составляет около 220 тыс. м<sup>3</sup>/сут или около 38 % от общей величины водоотбора по республике. Как правило, это крупные водопотребители или относительно благополучные в экономическом плане предприятия.

### 6. Локальный мониторинг подземных вод

На объектах недропользования не осуществляется должным образом локальный (ведомственный) мониторинг подземных вод. Не обеспечен должным образом учет количества отбираемой воды, не организованы систематические наблюдения за ее уровнем, а контроль качества вод ведется по ограниченному перечню показателей.

При получении лицензии на пользование недрами всем недропользователям в лицензионном соглашении предписывается осуществление локального (объектного) мониторинга за состоянием недр на территории своей деятельности – либо на скважине, либо в пределах границ лицензионного участка. Регулярная и достоверная информация о состоянии геологической среды на участке разработки недр позволяет своевременно выявлять опасные тенденции изменения их состояния и в большинстве случаев профилактическими мерами решать вопросы экологической безопасности.

В последние годы наметился некоторый сдвиг в положительную сторону. Предприятия – недропользователи стали более ответственно относиться к природоохранным мероприятиям при разработке недр, особенно при разработке нефтяных месторождений. В настоящее время ведется работа по организации системы геоэкологического мониторинга на территории нефтяных месторождений. Комплекс работ включает проведение геоэкологического обследования территории месторождения в пределах лицензионного участка, разработка программы мониторинга и утверждение ее в МЭПР РТ и «Татнедра».

Однако, остается очень важный вопрос организации локального мониторинга в сельской местности, откуда получить достоверную информацию о состоянии подземных вод практически невозможно. Даже крупные промышленные водопользователи, законопослушные в отношении проведения мониторинговых наблюдений, не всегда дают достоверные сведения. Для них, во-первых, это вопрос кадровой обеспеченности для ведения мониторинга, а во-вторых, отсутствие технического обеспечения наблюдений.

### 7. «Безхозные» скважины как источники загрязнения подземных вод

На участках нераспределенного фонда недр Республики Татарстан имеется множество «безхозных» скважин, являющихся потенциальными источниками загрязнения подземных вод. Только по данным на 01.01.2003 г. (ТГРУ ОАО «Татнефть») в пределах нераспределённого фонда недр РТ числится 130 глубоких поисковых и разведочных скважин на нефть, пробуренных за период с 1949 по 1978 годы и не ликвидированных по геологическим причинам.

Проведенные в последние годы визуальные обследования этих скважин показали: • 9 скважин находятся в зоне затопления водохранилищ; • 6 скважин оказались в пределах новых застроек жилых массивов, дорог, аэропорта; • в 4 скважинах устья уничтожены при проведении сельхозработ; • в 68 скважинах необходимо изучение состояния ствола и планирование природоохранных мероприятий по результатам исследований; • в 43 скважинах требуется уточнить их экологическое состояние.

Влияние этих скважин на экологическое состояние подземных вод не изучалось. Однако на примере юго-востока РТ, где с этой проблемой нефтяники столкнулись еще в 70-х годах, выяснилось, что существует реальная угроза засоления пресных подземных вод за счет подъема соленых вод из нижележащих горизонтов в вышележащие по затрубному пространству (или по стволу) скважин с нарушенной цементацией.

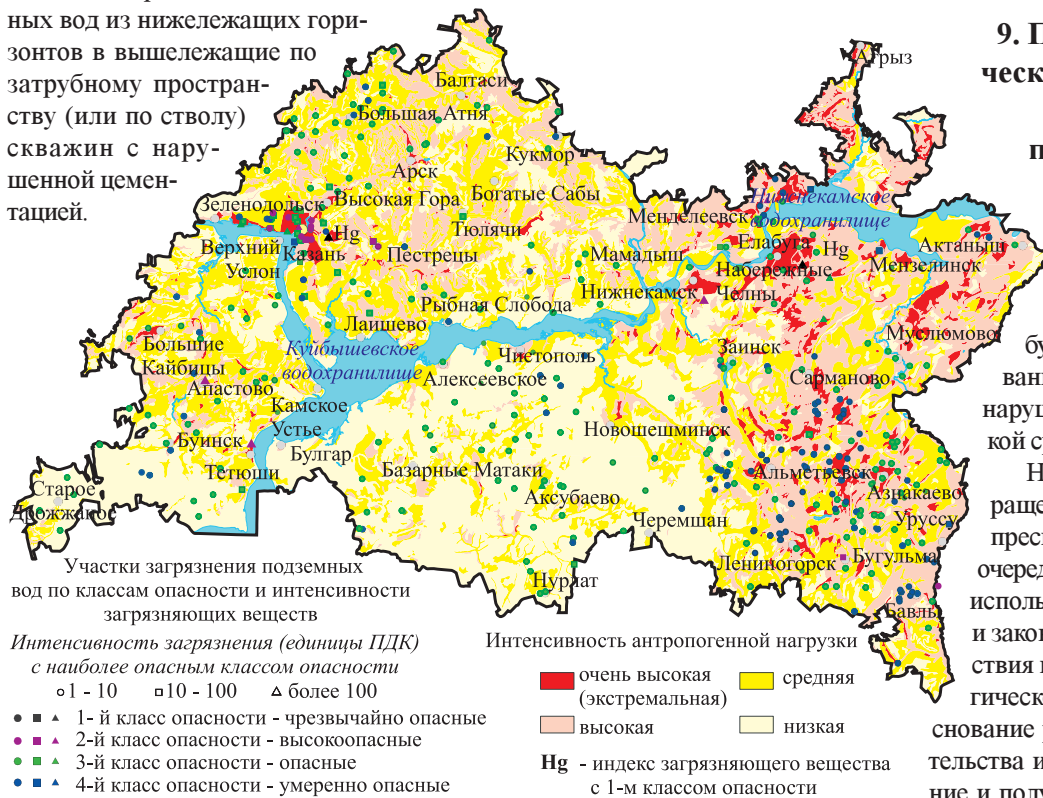


Рис. Карта очагов загрязнения подземных вод по состоянию на 01.01.2008 (по классам опасности загрязняющих веществ и интенсивности загрязнения подземных вод).

Реальную экологическую опасность представляют и неглубоко пробуренные скважины. К примеру: на территории РТ имеется много вышедших из строя водозаборных и иных скважин, подлежащих ликвидации. Только на участках нераспределенного фонда недр имеется 214 скважин, оставленных после проведения поисковых и поисково-оценочных работ на подземные воды.

Кроме того, по результатам Государственного мониторинга подземных вод выявлено более 20 бездействующих водозаборов, состоящих из одиночных скважин, оставленных ныне несуществующими предприятиями и хозяйствами. Скважины оставлены с открытым стволом, представляют серьезную угрозу загрязнения питьевых подземных вод. Состояние всех этих скважин никто не оценивал, и полного их реестра не существует.

### 8. Безконтрольное бурение скважин

На территории республики ведется безконтрольное бурение водозаборных скважин.

При весьма значительном воздействии на состояние недр бурение скважин на воду сегодня не является лицензируемым видом деятельности и остается без внимания органов управления недр и природоохранных органов, не контролируется Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.

По данным ГУП «НПО Геоцентр РТ» бурением скважин на воду на территории РТ занимается 36 организаций. Между тем, сооружаемые ими скважины не регистрируются ни в фондах геологической информации, ни в службе Государственного мониторинга подземных вод. Большинство скважин сооружается без утвержденного проекта, и, следовательно, без геологической экспертизы, с возможными серьезными нарушениями горно-технических условий изоляции вскрытых водоносных горизонтов.

### 9. Пути решения экологических проблем при изучении и использовании природных ресурсов РТ

С развитием производительных сил республики, с ростом населения и расширением социальной сферы нагрузка на природную среду будет увеличиваться, использование ресурсов, а вместе с этим и нарушение состояния геологической среды будет продолжаться.

Несомненно, что для предотвращения загрязнения и истощения пресных подземных вод в первую очередь должны быть в полную силу использованы научно-методические и законодательные ресурсы воздействия на недропользователя: геологическое и гидрогеологическое обоснование размещения объектов строительства и водопользования, оформление и получение соответствующей лицензии, оценка и подсчет запасов, утверждение их в соответствующем порядке.

*Уважаемые Коллеги, сотрудники ГУП «НПО Геоцентр» РТ!*

От имени Управления по недропользованию по Республике Татарстан (Татнедра) поздравляю Вас с 9-летием.

За прошедшие 9 лет предприятие успешно лидирует среди предприятий Приволжского федерального округа и держит марку среди аналогичных предприятий по Российской Федерации по вопросам мониторинга состояния окружающей среды.

Поэтому в общероссийской структуре мониторинга за состоянием окружающей среды ГУП НПО Геоцентр РТ по праву занимает место территориального центра. За эти годы в ГУП «НПО Геоцентр РТ» накоплен значительный потенциал научных, методологических и производственных наработок в области геологии, экологии, информационных технологий и недропользования.

Руководство Татнедра выражает уверенность, что все это позволит уверенно и с оптимизмом смотреть в будущее и выполнять работы, отвечающие по качеству современным требованиям.

Желаю Вам доброго здоровья, семейного благополучия, новых трудовых успехов на благо Республики.

С праздником Вас, коллеги!

*Руководитель Управления по недропользованию  
по Республике Татарстан (Татнедра)*

*Мутыгуллин Р.Х.*

Выполнение этих условий позволит наладить строгий учет всех недропользователей, объектов использования недр, получать своевременную информацию о состоянии ресурсов и запасов пресных подземных вод, и в стратегическом плане планомерно решать вопросы развития водоснабжения в республике.

Вторая важнейшая задача в области экологической безопасности недр – проведение полной инвентаризации скважинного фонда, составление и дальнейшее ведение реестра скважинного фонда РТ. В процессе инвентаризации должны быть выявлены все скважины, не имеющие собственника, изучено их техническое состояние, оценена их экологическая опасность и предложены меры для их консервации/ликвидации. Это позволит в немалой мере обеспечить повышение надежности и качества водоснабжения населения чистой питьевой водой, что является одной из первоочередных социальных проблем Республики Татарстан.

Успешное решение проблемы качественного водоснабжения населения связано не только с научно обоснованным выбором источника водоснабжения, но и с исполнением обязательств, регламентированных лицензионным соглашением, со стороны недропользователя. Поэтому необходимо развитие системы МПВ на уровне недропользователей – более жесткие требования по проведению мониторинга ведомственного уровня в соответствии с современными требованиями.

На республиканском уровне – финансирование и проведение наблюдений в целях контроля недропользования и региональной оценки состояния подземных вод по территориальной сети наблюдений.

Рациональное использование полезных ископаемых (в данном случае подземных вод) и их охрана могут быть реализованы только на базе системного управления их ресурсами, режимом эксплуатации и контролем их состояния. При организации четкой системы поступления достоверной информации от недропользователей органы управления недр республики смогут иметь достаточно полные и, главное, оперативные данные о состоянии и использовании ресурсов на всей территории РТ. Тогда наблюдения по всей территориальной наблюдательной (за счет бюджетных средств) сети можно будет проводить с периодичностью один раз в пять лет, а в промежутках между ними контролировать наиболее напряженные в экологическом плане локальные районы РТ. Управление ресурсами и оценка экологических последствий их эксплуатации должно осуществляться на информационной базе Государственного мониторинга состояния недр.

### Литература

Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2005 г. МЭПР РТ, Казань. 2006.

Государственный доклад о состоянии природных ресурсов и об охране окружающей среды Республики Татарстан в 2006 г. МЭПР РТ, Казань. 2007.

*Концепция Государственного мониторинга геологической среды России.* Москва. 1994.

*Концепция Государственного мониторинга подземных вод России.* Москва. 1994.

Мироненко В.А. Стратегия контроля и восстановления качества подземных вод на старых загрязненных территориях. *Геоэкология.* 1998.

Мироненко В.А., Румынин В.Г. *Проблемы гидрогеоэкологии.* М.: изд. МГУ. 1999.





## ПЕТРОГРАФО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ВЫЯВЛЕНИЯ ОБЪЕКТОВ КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА, ПЕРСПЕКТИВНЫХ НА ПОИСКИ НЕФТИ

В Татарстане кристаллический фундамент находится на глубинах от 1700 м и более. Фундамент потенциально нефтеносен. В настоящей статье предлагается петрографо-геофизический метод выявления потенциально нефтеносных структур в кристаллическом фундаменте, основанный на выявлении минеральных ассоциаций, принадлежащих определенным метаморфо-метасоматическим и гидротермально-метасоматическим формациям из вулканотектонических структур, и на анализе геофизических полей.

За последние годы кристаллические породы фундамента стали объектом пристального внимания геологов-нефтяников во всем мире, что обусловлено истощением запасов углеводородного сырья (УВ) в осадочных толщах и открытием месторождений нефти в породах фундамента на территории Китая, Пакистана, Вьетнама, Индии, Казахстана, Украины, Италии и др.

Согласно новым концепциям в теории генезиса нефти, нефтегазоносность фундамента связана с подтоком в составе флюидов и растворов углерода в виде органических соединений. Сторонники этого направления исследований считают, что при прогнозной оценке конкретного региона на нефтегазоносность фундамента необходима оценка условий геодинамического режима его развития, благоприятного для ускоренного преобразования органического вещества и углерода в УВ. Такие условия создаются в зонах повышенного теплового потока, они обусловлены погружением океанической коры в мантию и «всплыванием» гранитного слоя. Наиболее перспективны в этом плане краевые части платформ, щитов, плит и т.д. (Плотникова, Насибуллина, 2001). При анализе геологического строения фундамента и оценке его потенциальной нефтегазоносности основное внимание уделяется геоструктурному, магматическому и тектоническому факторам, определяющим процессы преобразования углеводородов и формирования залежей (Плотникова, Насибуллина, 2001).

На взгляд автора статьи, к этим факторам необходимо отнести и высокотемпературный метасоматоз калиевого, натриевого и К-Na – рядов, в результате которого на протяжении длительного геологического времени происходил тепло – и массоперенос в блоках фундамента, ограниченных разломами, при этом образовались тела метасоматических гранитов и гранитоидов с обширными ореолами кварц-полевошпатовых метасоматитов прожилково-гнездового типа. Они часто обогащены радиоактивными элементами и на протяжении миллионов лет могут являться источниками энергии (в силу радиоактивного распада) для процессов миграции растворов и флюидов, благодаря этому может происходить преобразование органического вещества в УВ как в фундаменте, так и в выше залегающих осадочных толщах (Суркова, 1989).

Как наиболее значимые критерии нефтегазоносности геоструктурных обстановок фундамента Волго-Уральской антеклизы рассматриваются тектоно-вулканические, инт-

рузивно-тектонические структуры, выступы фундамента, зоны внутренних глубинных разуплотнений в теле фундамента и коры выветривания (Плотникова, Насибуллина, 2001). По мнению автора статьи, к ним необходимо отнести также тела и ореолы разно-температурных метасоматитов и гидротермалитов в фундаменте. Они могут проследиваться на многие сотни метров как по горизонтали, так и по вертикали вдоль контактов геологических тел и вдоль зон деструкции. С одной стороны, они часто трещиноваты и выступают как нетрадиционные коллектора, а с другой – формирование их минералогической зональности в процессе эволюции разломов закономерно, так как тепловой поток и Р-Т – параметры растворов и флюидов менялись эволюционно. Зная из автоклавных экспериментов температуры, давления и химический состав среды образования конкретных минеральных парагенезисов из ореолов метасоматитов и гидротермалитов, можно всегда проследить пути миграции УВ, установить геодинамический режим преобразования органического вещества в УВ и выявить потенциальные нефтегазоносные объекты.

В настоящее время в Татарстане накоплен большой фактический и научный материал по геологическому строению кристаллического фундамента. Анализ этого материала позволил сделать выводы, что эволюция разрывных нарушений в теле фундамента, начиная с архея-протерозоя, и его блоковое строение обеспечили с одной стороны – долговременное сохранение в нем восходящего теплового потока и циркуляцию растворов и флюидов, формирование на орогенном этапе развития интрузивно-тектонических и предполагаемых вулканотектонических структур (ВТС), тел и ореолов разно-температурных метасоматитов, а с другой – прогрев палеозойского бассейна осадконакопления и осадочной толщи, и, как следствие, миграцию углерода и его органических соединений, их преобразование в углеводороды, как в кристаллических породах фундамента, так и в осадочной толще. Эти факторы, очевидно, способствовали формированию ряда месторождений нефти в осадочных толщах Татарстана и позволяют рассматривать краевые части мегаблоков и мобильные зоны фундамента как потенциальные объекты для поисков нефти и газа. Наличие в теле кристаллического фундамента РТ предполагаемых ВТС можно прогнозировать по ряду аналогий в геологическом строении краевых частей других платформ.

Палеовулканические постройки известны в фундаменте Северо-Татарского (СТС), Южно-Татарского мегаблоков и Мелекесской впадины, они описаны Элерном С.С., Винокуровым В.М. и др. (Плотникова, Насибуллина, 2001). Гранито-гнейсовые купола в фундаменте Татарстана охарактеризованы в многочисленных отчетах и публикациях. Вулканическая деятельность в зонах разломов в пределах Татарстана продолжалась вплоть до девонского времени и связана с эволюцией авлакогенов. Вулканогенные образования представлены дайками диабазов, андезитов и андезито-базальтов (скважины Нурлатской, Азнакаевской, Южно-Ленинградской, Привятской, Казакларской, Агрызской и др. площадей), а вулканические туфы выявлены в кыновско-старооскольских отложениях девона в ряде скважин (Плотникова, Насибуллина, 2001; Ситдикова, Изотов, 2003). По мнению ряда специалистов, высокие дебиты некоторых скважин Дигитлинского вала связаны с разломами, контролировавшими проявления вулканической деятельности в фундаменте (Плотникова, Насибуллина, 2001).

Эффузивные породы кислого состава зафиксированы на восточном склоне СТС (Кукморский блок), где в скважине 20010 установлена дайка фельзитов (побочное жерло палеовулкана) в зоне брекчирования пород фундамента, толщиной около 80 м (Суркова, 2005). Изучение и прогнозирование вулканотектонических и интрузивно-тектонических построек в теле фундамента и тел разно-температурных метасоматитов и гидротермалитов при мощности осадочного чехла от 1500 м до 2000 м в геологических условиях РТ представляет собой сложную задачу, так как буровые работы дороги, а геофизические методы не дают однозначной интерпретации. Поэтому задача сводится к отработке методик выявления таких структур в фундаменте, к установлению связей: состав – структура – генезис – связь с формированием залежей углеводородов в фундаменте и в осадочном чехле, к поиску новых залежей в блоках фундамента и в осадочных толщах над ними.

Методика выявления тел метасоматических гранитов и гранитоидов и сопряженных с ними ВТС фундамента сводится, в первую очередь, к анализу характера распределения гравимагнитного поля, к дешифрированию аэрокосмоснимков и к пристальному минералого-петрографическому изучению kernового материала, с целью выявления эволюционных преобразований исходных (первоначальных) пород на различных этапах тектоно-магматической активизации (Методика..., 1981; Пятов, 2005; Региональные..., 1983; Суркова, 1989; Савинков и др., 1992).

При этом устанавливаются: первоначальный состав пород, последовательность и стадийность формирования новообразованных минеральных парагенезисов, катаклаз, дробление, милонитизация. Такой подход позволяет определить геодинамический режим фундамента и наложенных ВТС, Р-Т – параметры и химический состав растворов и флюидов, принимавших участие в миграции органических соединений из мантии в процессе эволюции. Предлагаемый методический подход хорошо зарекомендовал себя при прогнозной оценке аэрогеофизических аномалий Дальнего Востока, что позволило оперативно выявить ряд перспективных ВТС для дальнейших ГТР (Пятов, 2005).

Для выявления предполагаемых погребенных ВТС Кукморского блока был применен аналогичный подход, что позволило по анализу геофизических, петрофизических,

геологических материалов, по результатам бурения скважин, дешифрирования космоснимков, по минералого-петрографическим исследованиям, собственным и заимствованным из литературы, построить схематическую петрографо-геофизическую карту Кукморского блока кристаллического фундамента (Рис. 1).

Первичным субстратом пород фундамента являются метаморфические толщи двупироксеновых, пироксеновых плагиогнейсов, эндербитов, пироксеновых кристаллических сланцев. Состав пород затушеван диафторезом амфиболитовой фации, мигматизацией, катаклазом и, в ряде случаев, милонитизацией и брекчированием, а также вторичными изменениями. Он сохранился в породах или почти полностью, или фрагментарно в виде реликтовых линзовидных участков. Пироксены представлены клинопироксеном, диаллагом, диопсидом и гиперстенном. Плагиоклазы – андезином. Более поздние минералы – обыкновенная роговая обманка и кварц, возникшие в процессе диафтореза амфиболитовой фации, образуют сростания с пироксеном и с плагиоклазами, а также вроски в этих минералах, замещают их. Акцессорные минералы представлены единичными зернами циркона (Суркова, 2005). Катаклаз на породы накладывался неоднократно. Гранитизация субстрата протекала в два этапа:

- 1) формирование плутонов мигматит-гранитов и мигматизированных в разной степени толщ вокруг них;
- 2) образование массивов метасоматических гранитов с обширными ореолами гнездовой и прожилковой минерализации биотит-кварц-полевошпатовых метасоматитов и микроклинитов.

На территории установлены небольшие тела метагэббро-норитов, приуроченные к зонам разломов (Геология..., 2003) и пород средне-основного состава, представленных амфиболитами. В ряде скважин (20010, 205 и др.) установлены дистен (кианит)-мусковит-кварцевые, гранат-дистен (кианит)-мусковит-кварцевые сланцы с ореолами прожилковой и гнездовой минерализации. Эта минеральная ассоциация отнесена автором статьи к продуктам зон высокотемпературного кислотного выщелачивания из зон глубинных разломов (Геология..., 2003; Суркова, 2005).

Полям развития пород средне-основного состава, предположительно магматического и метасоматического происхождения, соответствуют значения  $\Delta T_a$  от 0 до 160 нТл; плутонам мигматит-гранитов –  $\Delta T_a$  от -450 до -600 нТл; полям интенсивно мигматизированных пироксен-амфиболовых кристаллосланцев и гнейсов –  $\Delta T_a$  от -200 до 500 нТл; полям пироксен-амфиболовых кристаллосланцев и гнейсов, мигматизированных в средней степени –  $\Delta T_a$  от -80 до -200 нТл; полям пироксен-амфиболовых кристаллосланцев и гнейсов, эндербитов, слабо затронутых процессами мигматизации –  $\Delta T_a$  от -80 до 0 нТл; полям пироксеновых, пироксен-амфиболовых кристаллосланцев и гнейсов, эндербитам, практически не затронутыми процессами мигматизации –  $\Delta T_a$  от 0 до +140 нТл. Полям развития метасоматических гранитов и гранитоидов, где замещение субстрата (пироксен-амфиболовых кристаллосланцев) составляет до 80 - 100 %, соответствуют значения  $\Delta T_a$  от -100 до -300 нТл, ореолы кварц-полевошпатовых метасоматитов с замещением субстрата от 50 до 80 % характеризуются значениями  $\Delta T_a$  от -80 до -120 нТл. Зоны кислотного выщелачивания, пространственно сопряженные с телами

метасоматических гранитов, представлены жилами кварца с мусковитом или без него, а зоны базификации – маломощными телами амфиболитов и биотититов, предположительно метасоматического происхождения. Ввиду своей незначительной мощности, они не выражены в региональных геофизических полях.

После очередной стадии катаклаза на породы кристаллического фундамента вдоль зон разломов вновь наложился диафторез зеленосланцевой фации (скв. 20010 и др.) (Суркова, 2005). Установить характер влияния диафтореза зеленосланцевой фации на значения  $\Delta T_a$  не представляется возможным без замеров магнитной восприимчивости пород.

В районе скв. 205, 20010 по геофизическим полям оконтурена предполагаемая вулкано-тектоническая постройка 1, а в скв. 20010 (инт. 1634,5 – 1665 м и 1765 – 1776 м) установлено дробление, брекчирование и внедрение дайки фельзитов. На глубине 1658,4 м наблюдается контакт мигматизированного гнейса с фельзитом. Фельзит из инт. 1658,4 м отнесен к дайковому комплексу, сопровождающему палеовулканический аппарат (Суркова, 2005). Темноцветы гнейсов (роговая обманка и биотит) в зоне контакта деформированы и опациитизированы в результате их термической проработки в присутствии кислорода воздуха. Гранитизированные гнейсы (скв. 20010, инт. глубин: 1652 – 1665 м и 1765 – 1776 м) раздроблены и представляют собой в настоящее время типичные тектонические брекчии с типичными брекчиевыми структурами, они состоят из обломков размером 2 - 5 мм, погруженных в интенсивно раздробленный агрегат (от 0,3 до 0,01 мм) минералов.

В зонах брекчирования и дробления пород (вокруг дайки фельзитов) сформировались последовательно наложенные друг на друга разнотемпературные ореолы гидротермально-метасоматических изменений вмещающих пород – беризиты и аргиллизиты (Суркова, 2005). Анализ наложенных друг на друга новообразованных минеральных ассоциаций и размещения метасоматической зональности позволил установить, что Р-Т – параметры гидротермальных растворов понижались стадийно, а их состав и кислотность-щелочность изменялись волнообразно.

Таким образом, температурная закалка гнейсов на контакте с дайкой фельзитов, ореолы метасоматитов и гидротермальной проработки вмещающих гнейсов от скарирования до пропилит-березитовых и аргиллизитовых ассоциаций свидетельствуют о наличии ВТС 1 в районе п. Кукмор. Анализ гравимагнитного поля и разнотемпературных минеральных ассоциаций, аналогичных таковым из известных ВТС (Геология..., 2003), позволил выделить и оконтурить предполагаемые ВТС в Кукморском блоке фундамента РТ (Рис. 1). Они характеризуются сменой знака  $\Delta T_a$  с положительных значений на отрицательные. Сомнение вызывает структура № 5. Здесь глубокими скважинами вскрыты метаморфические породы фундамента – кристаллосланцы и амфиболиты, хотя характер магнитного поля позволяет предполагать, что это ВТС.

По отношению к гнейсовой толще пород кристаллического фундамента эти ВТС являются наложенными структурами. Поверхность ВТС 1 (Рис. 1) находится гипсометрически выше на 40 м, чем поверхность вмещающих пород фундамента. ВТС 1 и вмещающие блоки фундамента перекрыты переотложенной корой выветривания (элювиально-делювиальные отложения) мощностью до 3 - 4 м. По северо-

ро-западному крылу ВТС 1 (в скв. 20010) фундамент находится гипсометрически ниже, чем в окружающих скважинах почти на 100 метров, здесь в фундаменте прослеживается структура типа желоба (осевая часть разлома).

Вблизи предполагаемых ВТС Кукморского блока размещаются массивы мигматит-гранитов и метасоматических гранитов и гранитоидов с ореолами минерализации прожилково-гнездового типа. Они вытянуты в соответствии с простираем приразломных зон, ограничивающий Дигитлинский блок.

Месторождения нефти (Уркушское, Арташское, Шийское), локализованные в осадочной толще, размещаются над телами метасоматических гранитов в фундаменте. Максимальные дебиты скважин характерны для скв. 55 и скв. 65 Привятской площади, они пробурены вблизи зон разломов в фундаменте, ограничивающих эти граниты. Тела метасоматических гранитов и гранитоидов являются объектами, заслуживающими внимания, как источники тепло- и массопереноса на протяжении длительного отрезка геологического времени.

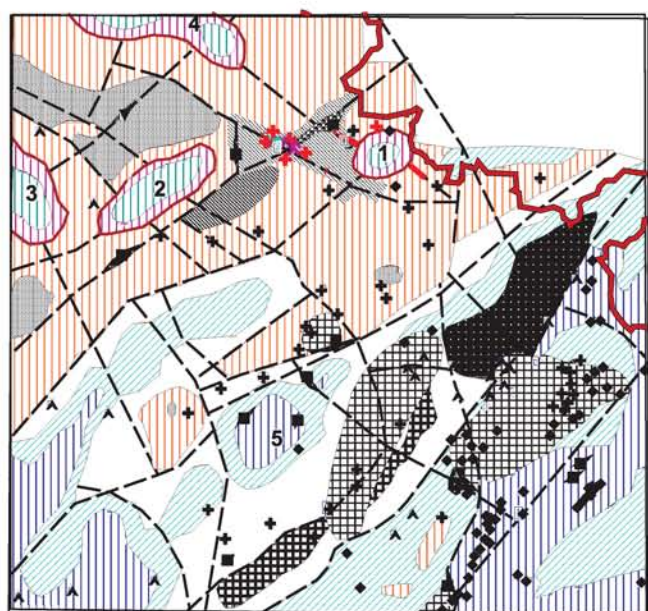
Проведенные исследования и анализ геолого-геофизического материала по кристаллическому фундаменту СТС позволили наметить дальнейшие пути нефтепоисковых работ в породах фундамента и в осадочных толщах.

## Выводы

Скважина 20010 вскрыла зону деструкции в диафторированных (в амфиболитовой фации) и интенсивно мигматизированных двупироксеновых эндербитовых гнейсах кристаллического фундамента. Исходные породы сохранились в виде линз как в разрезе скважины, так и в окружающих блоках. По минеральному двупироксеновому парагенезису в ассоциации с андезином их можно отнести к гранулитам отраденской серии архейского возраста (Суркова, 2005). Эндербит-кристаллосланцевая ассоциация пород является наиболее древней на территории и соответствует по составу диоритам, вероятно, первично вулкано-огенной природы, и соответствует, очевидно, породам земной коры океанического типа. Аналогичные породы слагают на территории некоторые блоки, затронутые процессами последующего диафтореза амфиболитовой фации и палингенного гранитообразования при формировании гранитного слоя (Геология..., 2003; Хисамов и др., 2004).

Геодинамический режим кристаллического фундамента Кукморского блока и смежных блоков, начиная с верхнеархейского-раннепротерозойского цикла, менялся пульсационно и протекал с постепенным понижением температуры с некоторыми «всплесками» в сторону ее повышения. Периоды сжатия сменялись периодами растяжения вдоль зон разломов.

Региональные разломы контролируют развитие, структуру зон деструкции и последовательность процессов в них: калиевый метасоматоз, кислотное выщелачивание, внедрение интрузий гранитоидов и базитов, гидротермально-метасоматическую деятельность, а также прогибания (очевидно, в рифей-вендское время) и образование структур типа грабена, излияния в них лав основного состава, смену магматизма с основного типа на кислый и формирование ВТС, образование в ВТС и в окружающих блоках субстрата вдоль разломов рядов метасоматитов и гидротермалитов, начиная от скаполитов и пропилитов и кон-



Литотипы пород:  
 + граниты • амфиболиты ■ амфибол-пироксеновые кристаллосланцы  
 ▲ андебитовые кристаллосланцы и гнейсы ▼ метагаббронориты  
 1 2 3 4 5 6 7 8 9  
 10 • 11 — 12 13 14 15 16 + 17 ▲ 18 — 19 К 20

Рис. Петрографо-геофизическая карта кристаллического фундамента Северо-Татарский мегаблок. Построена Сурковой А.Н. на основе собственных петрографических описаний шлифов из пород фундамента и анализа петрографической карты фундамента Татарстана (Постников и др., 2003). Приведена в книге «Геология Татарстана» (2003), на основе анализа карты аномального магнитного поля РТ. 1 – вулканиты среднего и основного состава; 2 – вулканиты кислого состава; 3 – метагаббро-нориты, метадиориты, метаспороды среднего состава; 4 – мигматит-граниты; 5 – поля интенсивно мигматизированных пироксен-амфиболитовых кристаллосланцев и гнейсов; 6 – поля пироксен-амфиболитовых кристаллосланцев и гнейсов, мигматизированных в средней степени; 7 – поля слабо мигматизированных пироксен-амфиболитовых кристаллосланцев и гнейсов; 8 – поля пироксен-амфиболитовых кристаллосланцев и гнейсов; 9 – дайки вулканитов кислого состава (фельзиты); 10 – залежи нефти в осадочном чехле; 11 – скважины; 12 – граниты РТ. Метасоматиты, гидротермалиты и вторичные изменения пород; 13 – граниты и гранитоиды, предположительно метасоматического происхождения; 14 – амфиболиты, предположительно метаморфо-метасоматического происхождения; 15 – кварц-мусковит-кянитовые метасоматиты зон высокотемпературного кислотного выщелачивания; 16 – зоны диафтореза зеленосланцевой фации; 17 – ореолы микроклинизации пород, связанные с метасоматическими гранитами; 18 – ореолы скарирования пород; 19 – кварц-серицитовые, кварцевые прожилки по зонам брекчирования; 20 – карбонатизация гнездового и прожилкового типа.

чая аргиллизитами. Активные тектонические процессы и магматическая деятельность продолжалась вплоть до девона. Здесь на протяжении длительного геологического времени существовал высокий тепловой поток, который имел мантийное происхождение. Дополнительным источником энергии после консолидации гранитного слоя для тепло- и массопереноса и преобразований органических соединений и углерода в толщах служили, очевидно, метасоматические граниты и гранитоиды.

Предполагается, что в ВТС сосредоточены брекчированные, гидротермально проработанные в отдельных интервалах разреза породы, среди которых велика доля

туфов. Они являются хорошими нетрадиционными коллекторами и относятся к трещинному и брекчиевидно-трещинному типам пустотно-порового пространства (Ситдикова, Изотов, 2003).

Потенциальная нефтегазоносность ВТС зависит от их размещения вблизи гранито-гнейсовых куполов и массивов метасоматических гранитов и гранитоидов (в фундаменте), от наличия блоков осадочных толщ, примыкающих к ВТС и расположенных гипсометрически ниже, а также от некоторых других факторов. Кроме того, необходимо наличие непроницаемой покрывки над такими структурами. В качестве покрывки могут выступать вторичные кварциты, которые образуются, в ряде случаев, в верхних горизонтах вулканогенных толщ ВТС в процессе фумарольно-сульфотарной деятельности, а также девонские глинистые породы осадочной толщи, залегающей выше. Для предполагаемых ВТС эти факторы благоприятны.

Тела метасоматических гранитов и гранитоидов также заслуживают внимания при прогнозной оценке территории на залежи нефти как в фундаменте, так и в осадочных толщах. Месторождения нефти в осадочных толщах на рассматриваемой территории тяготеют к полям метасоматических гранитов и гранитоидов в фундаменте и к разломам, ограничивающим эти тела. Нефтегенерирующий потенциал таких предполагаемых структур (ВТС и тела метасоматических гранитов и гранитоидов), контролируемых разломами, довольно высокий.

Комплексирование методов минералогического картирования с выделением этапов и стадий минералообразования и геофизических методов позволяет установить этапы и стадии геодинамического режима фундамента и перекрывающих его осадочных толщ на протяжении всей геологической истории территории и выявить наиболее перспективные участки для поиска нефти, как в фундаменте, так и в осадочных толщах.

## Литература

- Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС. 2003.
- Методика изучения гидротермально-метасоматических образований. Л.: Недра. 1981.
- Плотникова И.Н., Насибуллина М.А. Изучение перспектив нефтеносности кристаллического фундамента РТ на основе геологического анализа результатов бурения и промыслово-геологических исследований параметрической скважины № 20009 Ново-Елховской и других скважин. Казань. 2001.
- Пятов Е.А. Стране был нужен уран. История геологоразведочных работ на уран в СССР. М.: Недра. 2005.
- Региональные метаморфо-метасоматические формации: принципы и методы оценки рудоносности геологических формаций. Л.: Недра. 1983.
- Ситдикова Л.М., Изотов В.Г. Геодинамические условия формирования деструкционных резервуаров углеводородов глубоких горизонтов земной коры. Георесурсы. №4 (12). Изд-во КГУ. Казань. 2003.
- Суркова А.Н. Структурный типоморфизм дисперсных минералов из околорудных ореолов аргиллизации. Диссертация на соискание уч. степ. к.г.-м.н. Казань. 1989.
- Суркова А.Н. Этапы формирования нетрадиционных пород-коллекторов в кристаллическом фундаменте Кукморского поднятия Северо-Татарского свода. Тез. докл. Нетрадиционные коллектора нефти, газа, природных битумов, проблемы их освоения. Изд-во КГУ. Казань. 2005.
- Савинков В.И., Саксин Б.Г., Суркова А.Н. Закономерности локализации цеолитовой минерализации в вулканитах. Советская геология. №7. 1992. 28-36.
- Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Тарасов Е.А., Баратов А.Р., Ананьев В.В., Горбачев В.И. Результаты параметрического бурения на территории Республики Татарстан в 2002-2003 г.г. Георесурсы. №1(15). Изд-во КГУ. Казань. 2004.

Н.А. Докучаева, Е.Е. Андреева, Ю.М. Арефьев  
 ГУП "НПО Геоцентр РТ", Казань  
 gupgeocentr@i-set.ru

## ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Целевое назначение исследования - поиски небольших месторождений, приуроченных к локальным поднятиям или неструктурным ловушкам, а также ранее пропущенных мелких сложнопостроенных залежей на эксплуатируемых месторождениях. Исследования направлены на выявление объектов кристаллического фундамента, контролирующих залежи углеводородов в осадочном чехле. К числу таких объектов относятся: тектонические разломы длительного действия, в том числе кольцевые и линейные; положительные морфоэлементы (эрозионные выступы, террасы-тектонические горсты); палеовулканические образования.

### 1. Введение

Территория Республики Татарстан, как и всей Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, относится к старым нефтедобывающим районам с высокой разведанностью ее перспективной части.

В платформенных областях со сравнительно небольшой мощностью осадочного чехла на поздней стадии нефтепоисковых работ нефтегазразведчики вынуждены ориентироваться на поиски небольших месторождений, приуроченных к локальным поднятиям или неструктурным ловушкам, а также ранее пропущенных мелких сложнопостроенных залежей на эксплуатируемых месторождениях. Выявление подобных объектов требует применения более совершенных методов исследования.

Наряду с применением таких традиционных методов нефтепоисковых работ, как районирование территории по

степени перспектив нефтеносности, оптимизация процесса геологоразведочных работ (ГРП), совершенствование методики (ГРП) и др., широкое развитие получают другие направления. Для ближайшего будущего приоритетным нужно признать изучение строения и генерирующей углеводородной роли фундамента.

К объектам кристаллического фундамента, контролирующим залежи углеводородов в осадочном чехле, могут быть отнесены: • тектонические разломы длительного действия, в том числе кольцевые и линейные; • положительные морфоэлементы (эрозионные выступы, террасы-тектонические горсты); • палеовулканы (Рис. 1).

Перечисленные выше элементы кристаллического фундамента в пределах Южно-Татарского свода (ЮТС) имеют, вероятно, не только пространственную, но и генетическую связь с распределением залежей углеводородов в осадочном чехле, так как распределение гравимагнитных полей в Волго-Уральской области свидетельствует о весьма ограниченном разрушении ЮТС изнутри (в отличие от других аналогичных структур региона) в процессе эволюции континентальной литосферы.

Это могло способствовать, с одной стороны, долговременному сохранению в нем интрателлурического потока, прогреву бассейна осадконакопления и, как следствие, бурному развитию биопланктона, а с другой – длительному поступлению в бассейн из действующих вулканов и разломов железа и марганца – активных осадителей органического углерода. Одновременное проявление этих двух факторов, при прочих равных условиях, возможно, и привело к формированию здесь уникального по запасам Ромашкинского месторождения нефти.

### 2. Тектонические разломы

На современном этапе возросла актуальность выявления разрывных нарушений разных рангов и масштабов, так как различного рода неструктурные ловушки обязаны своим генезисом преимущественному развитию в нефтегазоносных комплексах разрывных нарушений. Поэтому важнейшей задачей становится определение влияния тектонической трещиноватости на распределение емкостных характеристик коллекторских толщ, их проводящей или экранирующей роли.

Различное нарушение сплошности пород характеризуется определенной степенью дефицита плотности, поэтому в гравитационном поле практически всегда находит

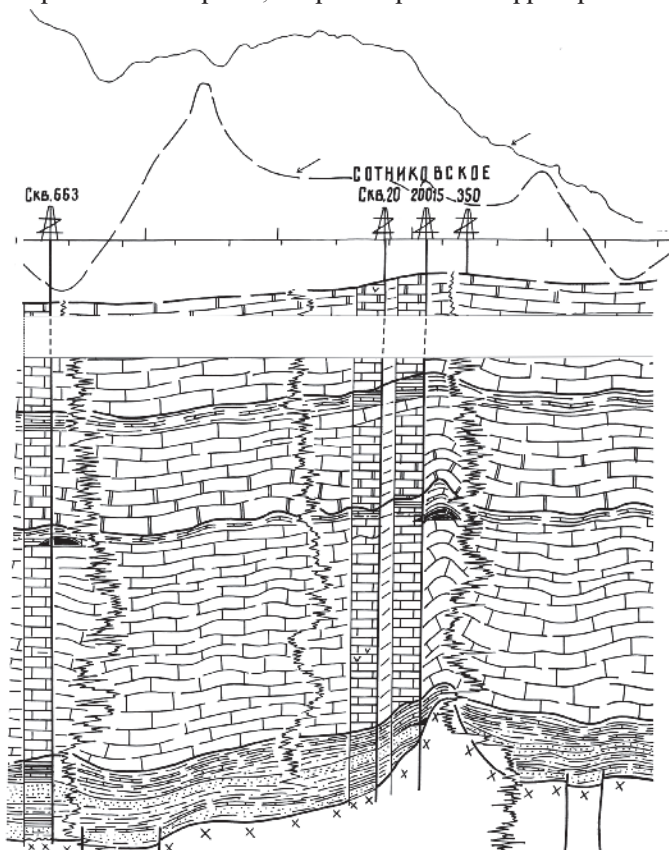


Рис. 1. Сейсмогеологический профиль I – I. (Выкопировка из материалов АО "Татнефтегеофизика").

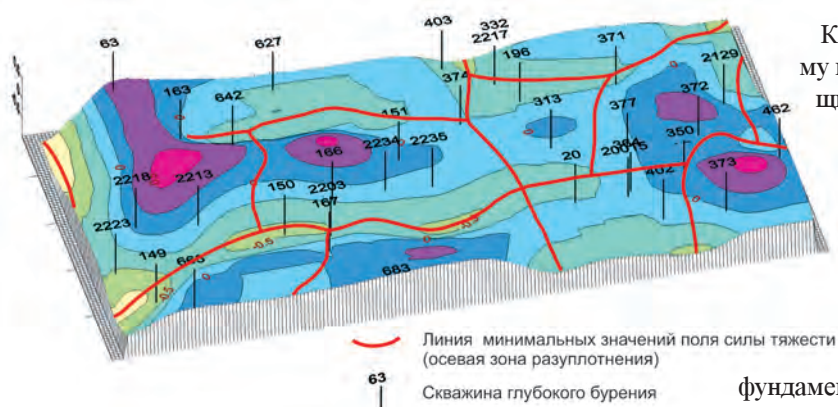


Рис. 2. Фрагмент карты локального поля силы тяжести. (Рис. 2, 3, 4, 5 – построения выполнены авторами, по материалам АО “Татнефтегеофизика”).

отражение любое нарушение. По отрицательным или пониженным линейно-вытянутым аномалиям поля силы тяжести различной интенсивности трассируются фрагменты зон разрывных нарушений или тектонической трещиноватости (Рис. 2). Геологическими факторами, способствующими выявлению тектонических нарушений по данным магниторазведки, являются наличие в зонах разломов магматических тел, приразломных структур, значительное перемещение разделяемых блоков, а также вторичные изменения пород фундамента.

В настоящее время накоплен определенный опыт изучения разрывной тектоники методом магниторазведки. Намечен ряд признаков, позволяющий по характеру распределения магнитного поля трассировать зоны тектонических нарушений, разделяющих фундамент на блоки, и изучать его вещественную неоднородность.

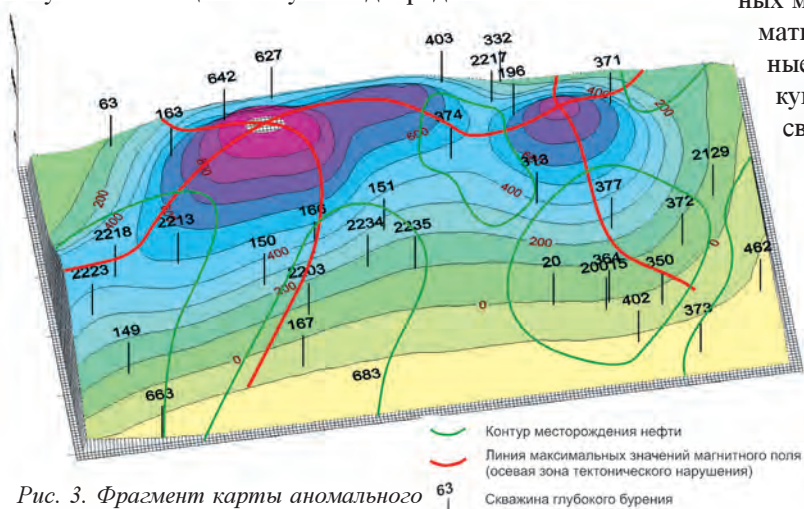


Рис. 3. Фрагмент карты аномального магнитного поля.

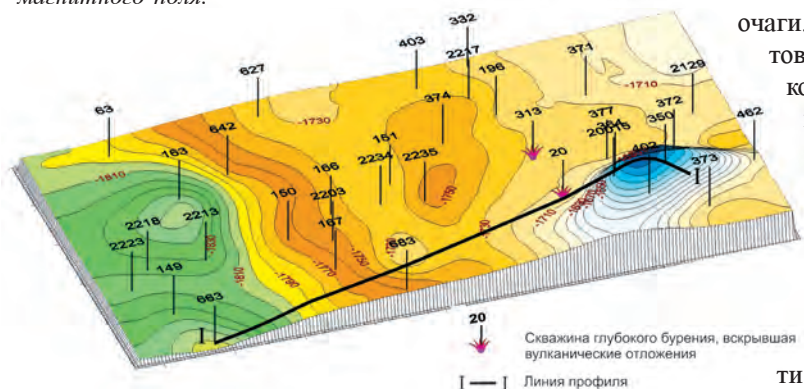


Рис. 4. Фрагмент карты поверхности кристаллического фундамента.

К основным признакам выявления по магнитному полю разрывных нарушений относятся следующие:

- протяженные магнитные ступени, которые являются отражением границ разделов более и менее погруженных магнитовозмущающих масс или границей разделов магнитных и слабомагнитных пород фундамента. Магнитные ступени выделяются по линии максимальных горизонтальных градиентов поля и характеризуют шовные зоны пород кристаллического фундамента (Рис. 3);

- крутые и резкие ограничения аномалий, торцовое сочленение разноориентированных аномалий и т.д.;

- цепочки узких линейных аномалий, смещение их в плане, изгибы изодинам, секущих основное простирание.

Положительные аномалии поля линейно-вытянутого простирания рассматриваются как отображение осевых зон разломов, заложенных в архейском фундаменте и подновленных, в ряде случаев, более молодыми движениями.

### 3. Положительные морфоэлементы

При блоковом строении кристаллического фундамента границы между блоками на самых ранних этапах наступления девонского моря нередко могли выступать как граница суши (континентальной или островной) и моря, вдоль которой потенциально формировались песчаные тела с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). По мере усиления трансгрессии роль суши переходит к палеовыступам внутри блоков. В зависимости от глубины эрозийного среза в качестве положительных морфометрических элементов проявляются: • магматические тела на фоне осадочных пород; • изверженные породы повышенной основности и плотности; • купола, вскрытые эрозией; • магматические камеры и связанные с ними подводящие каналы и т.д.

### 4. Палеовулканы

Среди положительных морфоэлементов фундамента, формирующих границу суша-море, предпочтение, по-видимому, следует отдавать палеовыступам, обусловленным вулканическими постройками.

Зона проявления вулканизма выступает как проводник более высокого и длительного локального теплового потока, который своими корнями имеет, вероятно, коровые и мантийные (в том числе астеносферные) магматические (энергогенерирующие) очаги. Так, относительно повышенная температура пластов  $D_1$  и  $D_0$  отмечается в скв. №№ 1, 56, 120 для Сотниковско-Эштебенькинского кольцевого разлома (Степанов и др., 1983), в скв. №№ 94 и 103 Нурлатского разлома, в скв. №№ 73, 113 Ульяновско-Мокшинского разлома, в которых в пластах  $D_1$  и  $D_0$  зафиксирована, соответственно, температура: 39, 42.9, 38.8, 39.2, 39, 39.5, 39.2 °С при фоновой в сводовой части Нурлатской структуры – 36.5 °С, 37 °С (Синявский, 1965). Выделение тепла, по-видимому, наблюдалось и в процессе жизнедеятельности рифостроящих организмов в старооскольское, фанменское и турнейское время.

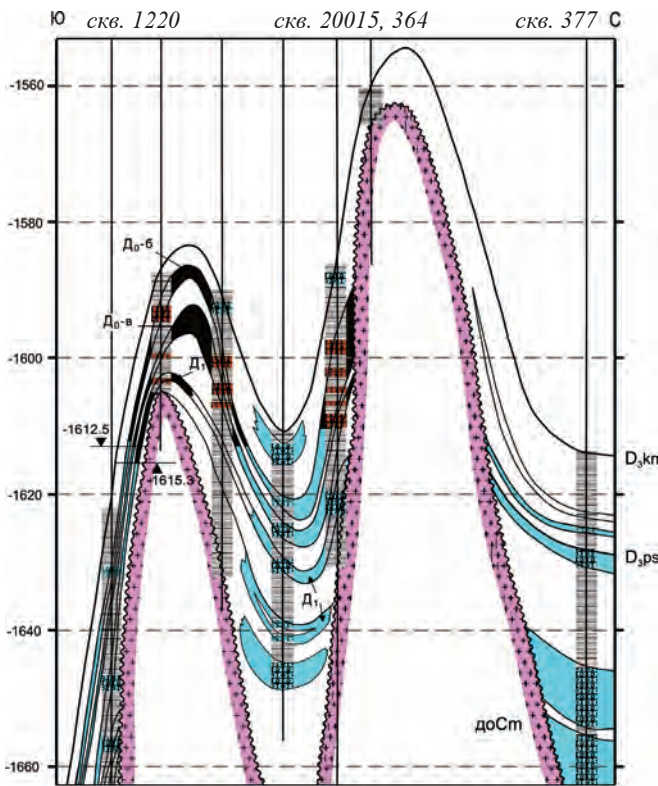


Рис. 5. Геологический профиль по отложениям верхнего девона.

Задача выявления палеовулканических построек эффективно решается с помощью гравимагнитных наблюдений. В идеале им соответствуют «точечные» или «линейные» типы положительных магнитных аномалий, обусловленных, соответственно, одиночными (иногда осложненными боковыми кратерами) и трещинными излияниями по глубинным разломам. При относительно малом эрозионном срезе эпицентр вулкана (кальдера проседания) фиксируется характерным осложнением магнитного поля, которое дублируется и локальным осложнением поля силы тяжести.

Характерные гравимагнитные аномалии, распространенные, в основном, в обрамлении палеовулканических построек, зафиксированы нами на ряде площадей северного и северо-западного склонов ЮТС, где в терригенном девоне и каменноугольных отложениях выявлены месторождения нефти (Бурдинское, Сакловское, Тавельское, Аканское, Степноозерское, Западно-Сотниковское, Заречное и др.).

Палеовулканы, морфологически выраженные в теле фундамента на ранних этапах трансгрессии девонского моря, могли выступать также и островной границей суши и моря, вдоль которой формировались пласты с улучшенными коллекторскими свойствами.

Примером палеовыступа вулканического происхождения может являться, на наш взгляд, Сотниковский локальный (700 x 1000 м) выступ кристаллического фундамента, вскрытый скважинами 364, 20015, 350 и др., приуроченный к Сотниковско-Эштебенкинскому кольцевому разлому (Юго-западный склон ЮТС), структуры облекания которого, а также рифогенные постройки в

пределах его влияния являются нефтеносными (Рис. 1, 4, 5).

Подтверждением вулканического происхождения Сотниковского выступа фундамента могут служить данные скв. № 20 Нурлатской площади, вскрывшей туффитовые породы в живетском ярусе среднего девона, а также данные бурения скв. № 313 (Черемшанская) и № 374 (Ульяновская), вскрывшим магматические породы (Ситдииков, 1968) (Рис. 4).

Как следует из рис. 2 – 5, месторождения нефти соответствуют характерные локальные изменения гравимагнитных полей в пределах развития палеовулканов и кольцевых структур (тектонokonцентров) в целом. То есть, на основании распределения поля силы тяжести и магнитного поля имеются хорошие предпосылки для выявления участков возможной локализации залежей нефти в нижних горизонтах осадочного чехла, связанных с деятельностью долгоживущих палеовулканов. Решение этой задачи будет способствовать увеличению резерва запасов нефти как в Татарстане (особенно на площадях, относительно неопроискованных глубоким бурением), так и на сопредельных территориях.

Итак, новым объектом нефтепоисковых работ, на наш взгляд, могут являться долгоживущие вулкано-тектонические структуры (палеовулканы) кристаллического фундамента, непосредственно влияющие на образование и локализацию нефтяных залежей в нижних горизонтах осадочного чехла.

### Заключение

На основании распределения поля силы тяжести и магнитного поля имеются хорошие предпосылки для выявления участков возможной локализации залежей нефти в нижних горизонтах осадочного чехла, связанных с деятельностью долгоживущих палеовулканов.

### Литература

- Синяевский Е.И. Автореферат канд. диссерт. Казань. КГУ. 1965.
- Ситдииков Б.С. *Петрография и строение кристаллического фундамента Татарской АССР*. Казань. Изд-во Казанского университета. 1968.
- Степанов В.П., Боронин В.П., Докучаева Н.А. и др. *Кольцевые структуры земной коры Волжско-Камской антеклизы*. Казань. Изд-во Казанского университета. 1983.



Сотрудники ГУП "НПО Геоцентр РТ"

## СХЕМА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЦЕПОЧКИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НЕОДНОРОДНЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

В настоящей работе предлагается использовать структурно-кристаллохимические особенности разбухающих глинистых минералов для стабилизации их структуры после соляно-кислотных обработок призабойной зоны скважин с целью повышения их нефтеотдачи.

Широко практикующееся использование кислотных обработок призабойной зоны карбонатных пластов, имеющих неоднородное строение (прослой глины, аргиллитов, примесь глинистых минералов) показывает, что эффективность повторяющихся соляно-кислотных обработок (СКО) снижается, и технико-экономическая эффективность работы скважины уменьшается. В среднем после 3-4 обработок пласта их эффективность падает в 2-3 раза, а последующие обработки становятся менее эффективными (Кудинов, Сучков, 1994).

Прирост дебита скважин при СКО достигается за счет увеличения длины каналов растворения и более глубокого проникновения 12 % -соляной кислоты в пласт. Вокруг каналов возникает зона дренирования, величина которой зависит от коллекторских свойств пласта и физического состояния этой зоны. В трещинном и трещинно-поровом коллекторе величина зоны дренирования больше, чем в поровом коллекторе. Эту величину характеризует коэффициент охвата – Кохв. С увеличением СКО он уменьшается. Считается, что при СКО осваивать пласты необходимо с малопроницаемых прослоев (Кудинов, Сучков, 1994). Но при этом глинистые минералы высвобождаются из матрицы пород и «забивают» поры призабойной зоны.

Соляная кислота растворяет частично и цементные мосты. Поэтому, чтобы предотвратить заколонные перетоки, перед закачкой соляной кислоты закачивают высоковязкую жидкость на углеводородной основе, меловую пасту, известковые смеси и т.д., что также может привести к снижению проницаемости призабойной зоны пласта.

Для снижения влияния перечисленных неблагоприятных факторов часто применяется метод периодического воздействия на пласт при сохранении запланированных объемов закачки воды (после СКО). В период закачки воды существенно повышают давление и расход воды. При этом учитываются следующие факторы: степень обводненности добывающих скважин, темп их обводнения, состояние системы водоводов и др. Однако, в каждом конкретном случае выбор давления нагнетания воды зависит от конкретных условий, поэтому необходимы лабораторные и опытно-промышленные исследования, так как опасно повышать давление и применять реагенты без выравнивания профиля приемистости пластов при обводнении добывающих скважин и при общей обводненности пластов более 50 %, а также без исследования процессов, которые

происходят при этом в пласте (Кудинов, Сучков, 1994).

Повышение давления нагнетания может вызвать раскрытие трещин в проницаемых прослоях и их смыкание в плохо проницаемых, что также приведет к понижению нефтеотдачи. Поэтому перед опытно-промышленными испытаниями необходимо определить давление раскрытия трещин и давление их смыкания для конкретных карбонатных коллекторов, глубину залегания пласта, а также влияние давления на коэффициент охвата заводнением. Наибольшие сложности возникают при обработке трещинно-пористых коллекторов.

Трещинки и поры в призабойной зоне пласта «забиваются» продуктами реакции кислоты с карбонатными коллекторами и глинистыми минералами. Последние способны разбухать при кислотной и водной обработке пласта, а также при применении ПАВ. Глинистые минералы высвобождаются из трещин, пор и из каналов растворения пород при СКО и, при проникновении кислоты в пласт дальше забойной зоны, перемещаются в призабойную зону. Коррозия труб при кислотной обработке приводит к образованию нерастворимых соединений железа (в том числе пирита), алюминия и т.д. Они также «забивают» поры и трещинки в призабойной зоне пласта, что приводит к понижению нефтеотдачи.

Повышение нефтеотдачи возможно путем стабилизации структуры минералов группы монтмориллонита и смешанослойных минералов, содержащих монтмориллонитовые слоевые промежутки, по оси  $c^*$  с 14-15 Å до 10 Å (каждого элементарного слоя, а таких слоев в каждой глинистой частице от 40 – 50 до 100) (Суркова, 1989) путем циклических обработок призабойной зоны пласта водными 10 – 12 % – растворами солей калия после каждой СКО в динамическом режиме. Для этого лучше использовать пластовые воды, которые поступают с нефтью. Они сами по себе являются минерализованными, и добавка в них солей калия (КСI или калийной селитры) позволит получить нужный раствор. Необходимо подобрать температурные режимы и давления. Калийная селитра является удобрением и экономически более выгодна.

Для проведения этих обработок необходимо выбрать и отработать конкретную технологию, учитывающую коллекторские свойства пласта, изменения, которые в нем произошли в процессе эксплуатации и применения СКО, их количества и режимы, состав и количество глинистых



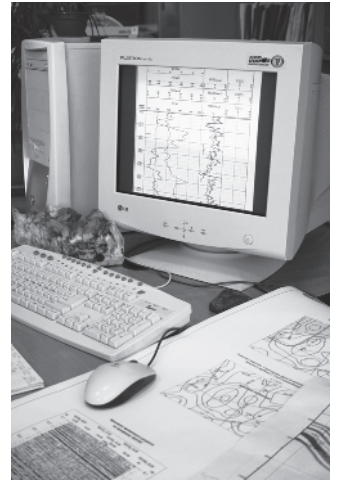
## Научно-технический центр «Геологические и информационные технологии» (НТЦ «Геоинформ РТ»)

- Изучение и анализ геолого-геофизической, структурной, литофациальной и промысловой информации по месторождениям нефти с целью детализации их геологического строения и дальнейшего освоения;
- Оперативный анализ результатов бурения и разработка мероприятий по оптимизации буровых и поисково-разведочных работ на нефтяных месторождениях;
- Построение постоянно-действующих геологических моделей залежей нефти;
- Создание и сопровождение единой геолого-информационной системы нефтяной компании;
- Информационное и методическое обеспечение органов государственного управления РФ и РТ, а также предприятий-недропользователей;
- Ведение Республиканского банка цифровой информации по геологии и недропользованию (РБЦИГН);
- Обеспечение условий функционирования Единой информационной системы недропользования Республики Татарстан и ее интеграции в Единую информационную систему недропользования Российской Федерации;
- Построение постоянно-действующих геологических, геолого-фильтрационных и геолого-экономических моделей нефтяных и других месторождений;
- Минералого-петрофизический анализ горных пород и полезных ископаемых, при помощи современного оптического и компьютерного оборудования;
- Детальное определение свойств флюида и литологии;
- Создание ГИС управления муниципальным образованием (экономика, градостроительство, инженерные сети);
- Расчеты с применением цифровой модели рельефа территории РТ (зоны видимости, затопления, сечения);

- Программное обеспечение, данные GPS-Глонасс на территорию РТ.

### Научно-техническая продукция:

- Цифровые топоосновы по территории Республики Татарстан масштабов 1:500 000 - 1:50 000 в форматах ГИС ArcView, MapInfo, ГЕОЗОР или других по согласованию с заказчиком;
- Электронный атлас карт Республики Татарстан содержит наиболее полный комплект карт общегеографического и геологического содержания (1000 тематических слоев). Уникальная скорость работы: среднее время обновления экрана 0,1 сек;
- ГИС ГЕОЗОР универсальный редактор географических и геологических объектов, редактор легенды, программа построения и просмотра карт, обеспечивает обмен данными с большинством распространенных ГИС;
- Цифровые 3-D модели верхней части осадочного чехла и земной поверхности;
- Комплексная информационно-аналитическая ГИС «Промышленность и сельское хозяйство РТ»;
- Картографические буклеты, настенные карты г. Казани, РТ, районов РТ;
- Реализация программы для ЭВМ «Прагматик» – электронного архива геологических и геофизических материалов.



минералов в призабойной зоне пласта и их размещение в пласте, состав пластовых вод, тип коллектора – поровый, трещинный или порово-трещинный, и т.д.

Для более легкого устранения продуктов реакции, возникших при СКО, и глинистых минералов, межслоевые промежутки которых стабилизированы катионами калия, из призабойной зоны пласта необходимо обработать призабойную зону ультразвуком (Суркова, 1989).

Применение ультразвука приведет к диспергации продуктов реакции и к разрушению молекулярно-пленочных связей между продуктами реакции и между глинистыми минералами и минералами пластов-коллекторов, что облегчит их удаление из призабойной зоны при последующей ее промывке водой.

В процессе работы необходимо отработать конкретную технологию для конкретного месторождения и конкретного карбонатного пласта-коллектора. Для этого необходимо провести вначале лабораторные испытания на керне, а потом опытно-промышленные испытания уже на конкретных скважинах.

Для лабораторных исследований необходим керновый материал из призабойной зоны пласта или хотя бы шлам прошлых лет и отобранный в настоящее время при бурении горизонтальных скважин. Опытно-промышленные работы дороги, и проводить их без лабораторных исследований опасно.

### Заключение

Трещинки и поры в призабойной зоне пласта после СКО «забиваются» продуктами реакции кислоты с карбонатными коллекторами и глинистыми минералами. Глинистые минералы группы монтмориллонита и смешанослойные минералы, содержащие монтмориллонитовые межслоевые промежутки в составе элементарных слоев способны разбухать при кислотной и водной обработке пласта, а также при применении ПАВ. При СКО они высвобождаются из трещин, пор и из каналов растворения пород и перемещаются в призабойную зону.

Для освобождения призабойной зоны от разбухающих глинистых минералов и продуктов реакции между кислотой и породой необходимо стабилизировать разбухающие монтмориллонитовые межслоевые промежутки глинистых минералов водными растворами солей калия. Это приведет к повышению нефтеотдачи пластов после СКО и повышению технико-экономических показателей работы скважин.

### Литература

- Кудинов В.И., Сучков Б.М. *Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов*. М. Недра. 1994.
- Суркова А.Н. Структурный типоморфизм дисперсных минералов из рудоносных зон аргиллизации (на примере вулканотектонических структур Становой складчатой области). Диссертация на соискание уч. степени к.г.-м. н. Казань. 1989.

Р.Р. Туманов<sup>1</sup>, В.Р. Туманов<sup>1</sup>, В.Н. Михайлов<sup>1</sup>, С.А. Горбунов<sup>2</sup><sup>1</sup> ГУП «НПО Геоцентр РТ», Казань<sup>2</sup> Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан, Казань  
vrtumanov@mail.ru; Admin@dep-geo.tataria.ru

## ЭОПЛЕЙСТОЦЕН РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Обновленная схема расчленения эоплейстоценовых образований Республики Татарстан предлагается как основа легенд для карт геологического содержания. Она составлена на основании внесенных в базу данных 343 спорово-пыльцевых, 487 палеомагнитных анализов и характеристики 386 разрезов и описаний 1260 слоев.

Эоплейстоцен в Татарстане образует обширные выходы на поверхность и представлен обоими звеньями: нижним и верхним.

### 1. Нижнее звено. Толучевский горизонт. Нижний подгоризонт. Аллювий (aE<sub>1</sub><sup>1</sup>)

Распространен ограниченно, в Заволжье. На геологических картах масштаба 1:200000 показан как неоген (биклянская свита), либо как четвертичный элово-делювий.

Как типовой разрез предлагается интервал 5.9 – 0.4 м скв. 9 в Закамье (54°44'31" с.ш., 53°30'44" в.д), где на пермской глине (+156.1 м) залегают кварц-полевошпатовые пески, внизу тонкозернистые, глинистые (0.4 м), выше среднекрупнозернистые, у кровли – с галькой и гравием кремнистых пород (3.0 м), еще выше – тонко-мелкозернистые, глинистые (2.5 м), покрываются современной почвой (0.4 м).

Отложения залегают с поверхности на пермских или неогеновых породах в инт. абс. отм. 130.8 – 179.3 м. В основном это пески разно- и среднезернистые, кварцевые, кварц-полевошпатовые и полиминеральные, иногда глинистые, с галечниками кварца, яшмы, кремня и щебнем местных пород. В Предкамье в разрезе скв. 74 аллювий перекрыт нижнеэоплейстоценовым лимнием, и тот в свою очередь – верхнеэоплейстоценовым делюво-пролювием. Мощность 3.6 – 16.2 м.

Нижняя половина разреза по керну скв. 25 в Закамье входит в R-ортозону Матуяма, внутри которой выделяется N-эпизод (глубина 14 м), сопоставляемый с эоплейстоценовой, верхней частью субзоны Олдувей.

Раннетолучевский возраст принимается по сходной геоморфологической позиции с аллювиально-озерными и озерными отложениями.

### 2. Аллювиальные и озерные отложения (a, lE<sub>1</sub><sup>1</sup>)

Типичным является разрез скв. 184 в Предкамье (55°50'04" с.ш., 52°01'20" в.д.), где с абс. выс. 146 м залегают пески глинистые, мелкозернистые, с еловым таежным спорово-пыльцевым комплексом (СПК) (2 м), глины с растительными остатками (3.8 м) и суглинки сильно песчанистые с растительным детритом, с мохово-травно-сосновым СПК у кровли.

Отложения широко распространены в интервале абс. высот: подошва – 125.4 – 200 м, кровля – 135 – 203 м. Характерно незакономерное чередование аллювиальных(?) неясно слоистых песков, часто переполненных растительным детритом, озерных слоистых глин и неясно слоистых суглинков, нередко известковистых, с растительным детритом и железистыми включениями. Мощность: от 2.7 до 19.0 м.

В обн. 1, где рассматриваемые отложения покрывают

омарскую свиту в ее стратотипе, на гл. 2.9 и 3.1 м в них установлен еловый (86 - 88 %) «холодный» СПК, сопоставляемый нами с нижним комплексом разреза по скв. 184.

Нижняя половина разреза по керну скв. 25 входит в N-ортозону Матуяма, внутри которой выделяются N-эпизод (глубина 14 м), сопоставляемый с эоплейстоценовой, верхней частью субзоны Олдувей.

Возраст отложений определяется достаточно уверенно по залеганию на омарской свите и по резкой смене неогеновых СПК с тсугой и липой комплексами темнохвойной тайги и холодных лесостепей.

### 3. Озерные отложения (lE<sub>1</sub><sup>1</sup>)

Распространены как в Предволжье, так и в Заволжье. Ранее рассматривались в составе современных, нерасчлененных четвертичных отложений или омарской свиты неогена. В качестве опорного разреза принимается интервал 7.2 – 3.0 м скв. 24 в Закамье (55°31'56" с.ш., 52°30'39" в.д), где по данным И.М. Задорожного на пермских отложениях под элювиально-делювиальными образованиями с отметки +202.8 м залегают: суглинок тяжелый, известковистый, горизонтально-тонкослоистый, с известковистыми зернами (0.7 м); суглинок тяжелый, участками песчанистый, ожелезненный, в подошве с многочисленными известковистыми зернами (1.5 м); суглинок тяжелый, слабо известковистый, горизонтально тонкослоистый, с частыми известковистыми зернами (2.0 м). Мощность – 4.2 м.

Нижнеэоплейстоценовые озерные отложения залегают на нижнетолучевском аллювии (скв. 74) либо на мезозойских, либо пермских отложениях. Ни в одном из отредактированных разрезов не наблюдалось налегание нижнетолучевского лимния на неоген, это свидетельствует о коренной перестройке рельефа в эоплейстоцене. Наиболее древними из покрывающих отложений являются делювиально-пролювиальные верхнеэоплейстоценовые (скв. 11П и 74). Отметки кровли: от +134 до +245 м, подошвы: от +131 до +230.5 м.

В целом озерные отложения представлены суглинками и глинами известковистыми, часто ожелезненными, содержащими марганцовистые примазки и стяжения, иногда и растительный детрит. Мощность: 3.0 – 23.5 м.

В скважине у д. Шланга они содержат «холодный» марево-разнотравный с елью пыльцевой спектр, сопоставляемый нами с охарактеризованным в скв. 184. Намагниченность пород преимущественно отрицательная с интервалом знакопеременной полярности в эоплейстоценовой части субзоны Олдувей. По совокупности приведенных данных с учетом «высокого» гипсометрического положения и определяется стратиграфическая принадлежность отложений к самым низам нижнего звена эоплейстоцена.

#### 4. Верхний подгоризонт. Лаишевская свита. Аллювий (а $E_1^{2/3}$ ).

Распространена в Заволжье. Автор названия В.А. Полянин (1957) западнее пос. Лаишево в овраге Веселый задокументировал разрез русловых фаций «верхней аллювиальной свиты», в которой «в ходе дальнейших исследований возможно... выделить две свиты – лаишевскую, залегающую на... +50 м, горкинскую, залегающую на... +30 м» (стр. 44). Горкинскую свиту Полянин считал вложенной в лаишевскую. Впоследствии Блудорова и Фомичева (1985), ссылаясь на эту публикацию, в качестве опорного разреза лаишевской свиты привели интервал 18 – 52 м по скв. 20 (0.5 км севернее Лаишево), охватывающий два аллювиальных проциклита из трех, развитых в Казанско-Лаишевском Заволжье (Рис. 1 – 4). Таким образом, стратиграфический объем свиты по Е.А. Блудоровой и Н.Л. Фомичевой вдвое превысил намечавшейся автором названия, в силу чего валидным можно признать употребление термина «лаишевская свита» только в первоначальном его значении.

Лаишевская свита Поляниным (1957) рассматривалась в составе нижнечетвертичных отложений, Блудоровой и Фомичевой (1985) – как нижний Апшерон, на геологической карте Татарстана масштаба 1:200000 С.А. Марамчиным в 1997 г. показана как первая свита нижнего эоплейстоцена, в «Легенде...» (1999) она завершает неоген.

Наиболее типичным и полным разрезом, где представлены все три проциклита, является опубликованный Е.А. Блудоровой и Н.Л. Фомичевой разрез по скв. 15 Сокуры (55°38'28" с.ш., 49°21'07" в.д.), в котором нижний проциклит (71.0 – 36.0 м) нами предлагается в качестве гипостратотипа лаишевской свиты. Здесь разрез свиты начинается с +47.0 м базальным песчано-гравийно-галечным горизонтом (3.0 м), в основном представлен русловыми песками (29.3 м) и завершается старичными глинами (2.7 м).

Лаишевская свита распространена в палеоврезах Волги и Камы на участке от устья Камы до г. Чистополя, залегают на пермских и неогеновых отложениях и перекрыта сокурской свитой. Кровля расположена на отметках от +70.5 до +83.0 м, подошва: 32.8 – 54 м.

В целом свита на 82 – 100 % сложена русловыми кварцевыми песками, внизу крупнозернистыми, косослоистыми, с галькой карбонатных, реже кремнистых пород, выше – средне- и мелкозернистыми, горизонтально- и волнистослоистыми. Верхняя часть свиты сложена пойменным наилком и осадками субфаций внутриводоемных протоков, заливов, стариц. Представлена переслаиванием комковатых глин с тонкослоистыми алевритами или с глинами сланцеватыми, ожелезненными. Мощность свиты: 19.0 – 50.2 м.

Глины в керне скв. 20 обладают обратной намагниченностью, характерной для ортозоны Матуяма, а в образцах из скв. 15 – прямой, по-видимому, отражающей эпизод Кобб Маунтин (Блудорова и Фомичева, 1985). По СПК из скв. 20 (31.5 – 34.0 м) можно полагать, что в лаишевское время территория Татарстана была покрыта тайгой – вначале еловой с вересковым подлеском, затем – сосновой с участием ели, мелколиственных и с развитой моховой подстилкой.

Принадлежность лаишевской свиты к ортозоне Матуяма определяет ее эоплейстоценовый возраст, а залегание в палеоврезе на дочетвертичных отложениях и наличие признаков субзоны Кобб Маунтин (1210 – 1240 тыс. лет)

позволяют уточнить возраст до поздней части раннего эоплейстоцена.

Палинологические показатели (Туманов и др., 1994) и СПК свидетельствуют, что климат был прохладный, с морозными зимами, влажный в начале и умеренно влажный в конце рассматриваемого отрезка времени (Рис. 2).

#### 5. Нижнее и верхнее звенья.

**Верхний подгоризонт толчеевского горизонта – нижний подгоризонт криницкого горизонта нерасчлененные. Табарская свита.**

##### **Аллювиальные отложения (а $E_{I-II}^{2-1}tb$ )**

Распространена свита в Заволжье, выделяется впервые. За стратотип принят разрез по скв. 209 в 1.8 км на север от моста через приток Свяги р. Табарка (55°13'18" с.ш., 48°29'58" в.д.) в интервале: 67.5 – 18.3 м (см. Рис. 2). В этом интервале разреза О.И. Чумаковым (Госгеолкарта-1000, лист N-(38), 39 (Самара), 1999, с. 95, Легенда-200, 1999, лист 3, с. 83) выделялись свияжская свита челнинского горизонта и апастовская свита сокольского горизонтов неогена, а В.Л. Яхимович и др. (1997) сопоставляли этот интервал с возрастным диапазоном от I-го чебеньковского до кумурлинского времени неогена.

В свите с абс. отм. -2.5 м на пермских известняках залегают: гравий и галечник местных пород с прослоем песка мелко-среднезернистого (2.6 м), глина с галькой известняка (0.4 м), песок мелкозернистый тонкослоистый (7.5 м), глина алевритистая (2.5 м), песок мелкозернистый, прослоями глинистый (11.2 м), глина алевритистая с прослоями песка (2.6 м), песок мелкозернистый (3.3 м), глина алевритистая с детритом раковин (0.6 м), песок мелкозернистый с прослоями глины (11.6 м), галечник местных пород в глинистом матрикс (0.6 м), глина вязкая (1.4 м), песок мелкозернистый с галькой известняка, конкрецией сидерита (4.9 м). Абс. отм. кровли: +46.7 м. Мощность: 49.2 м. Выше залегают современный аллювий.

Вероятный район распространения песков табарской свиты – древняя долина Свяги до ее устья и далее – Марийское Заволжье, где аналог свиты индексировался О.Н. Малышевой (1971) как  $Q_1$ . В верховьях Палеосвяги зернистость песков прослоями средняя и крупная, значительна роль гравийников и галечников. Абс. отм подошвы свиты: +43 – +54 м, кровли: 78 – 92 м. Мощность в полных разрезах: 33 – 49.2 м.

По определениям Л.И. Алимбековой (Опорный..., 1997), в нашей интерпретации по скв. 209 выделяется два СПК. В нижнем (гл. 65 – 33 м) представлены ели и сосны с второстепенными березой, ольхой и травами – полынью, маревыми, разнотравьем, водными, с 1 – 2 % пыльцы широколиственных, причем в интервале 58 – 45 м они не обнаружены. Комплекс близок к лаишевскому: таежному, «холодному». Выше, на гл. 33 – 23 м, снижается доля древесных и увеличивается – ксерофитных и, одновременно, водных трав. Второстепенные компоненты – береза, ольха, и широколиственные – ясень и липа. Комплекс соответствует лесостепенному, «умеренному» из нижней части сокурской свиты.

Нижняя часть свиты в стратотипе намагничена положительно (N-субзона Кобб Маунтин?) средняя – преимущественно отрицательно, верхняя треть – положительно (N-субзона Харамиль?). Донеоплейстоценовый возраст табарской свиты определяется отрицательным фоном намагниченности отложений, что исключает их принадлеж-

ность к эпохе Брунес, а отсутствие в СПК неогеновых экзотов свидетельствует о том, что свита формировалась в эоплейстоценовую фазу четвертичного периода. По правоболге табарская свита отличается здесь от сходной с ней по условиям залегания нижнеэоплейстоценовой разинской свиты отсутствием пород скандинавского источника сноса. Таборская свита Предволжья отвечает лаишевской и низам сокурской свит Заволжья.

## 6. Верхний подгоризонт толчевского горизонта – криницкий горизонт. Аллювий ( $aE_{I-II}^2$ )

Распространен в Заволжье. Ранее индексировался как аллювий V – VI цокольных террас эоплейстоценовой. Наиболее типичен разрез по скв. 107 (Плиоцен..., 1981, стр. 103 – 104) у деревни Ст. Байсарово на правом склоне долины р. Сюнь (52°28'52" с.ш., 53°54'00" в.д.). Здесь на неогеновых глинах, от абс. отм. 73 м с размывом залегают: гравий и галька местных карбонатных пород с песчаным наполнителем (2.0 м), песок грубозернистый, гравелитистый, у кровли слоя мелкозернистый глинистый (5.5 м), суглинок песчаный, неяснослоистый, с обуглившимися растительными остатками, с прослоями и гнездами алеврита (5.9 м). Выше залегают средне-верхнечетвертичные делювиальные суглинки (8.3 м) и почва (0.3 м).

Аллювий вложен в пермские или неогеновые отложения, а в Предволжье – и в юру. Отметки кровли: 78.7 – 153 м, подошвы: 72.8 – 148.5 м. Все известные разрезы имеют двухчленное строение. Базальный горизонт (4 – 56 %) обычно представлен русловыми песками мелкозернистыми, кварцевыми, с редким гравием и дресвой местных осадочных и единичными гальками кремнистых пород. Нередко в основании залегают до 2 м карбонатных гравия и гальки в песчаном матриксе. Пойменно-песовая составляющая представлена суглинками и глинами с редкими прослоями песков и алевритов. Мощность аллювия: 4.0 – 15.6 м.

Задорожный И.М., Балунец З.Б. в отчете о гидрогеологической съемке сообщают, что из обн. 414 у д. Подгорный Байлар в линзовидно-слоистых известковистых суглинках определены раковины гастропод *Succinea oblonga* Drap., *Perpelta radiatula* (Alder), *Tallonia pulchella* (Muller).

В Закамье (скв. 107) верхняя (глинистая) часть разреза принадлежит к верхам R-зоны Матуяма и содержит СПК холодной, сухой лесостепи, с преобладанием маревых – в составе трав, и ели – среди древесных, что характерно для верхов сокурской и для азинской свит.

## 7. Аллювиальные и озерные отложения ( $a, lE_{I-II}^2$ )

Предшественниками картировались в Заволжье как аллювиально-флювиогляциальные среднечетвертичные (Урасина Э.А., 1967, Марамчин С.А., 1999). В качестве типового предлагается составной разрез по скв. 1477 – 1481 – 1475 – 1476 на правобережье Камы (N-39-18-А, пос. Камский).

Самые древние слои вскрыты скв. 1477 (55°28'39" с.ш., 50°39'37" в.д.). Здесь на пермских глинах, от абс. отм. 43.7 м залегают: глина серая, песчаная, в подошве с включениями кремней и известняка (4.3 м), песок коричневатосерый, кварцевый, мелко-среднезернистый (7 м), песок коричневый, кварцевый, мелкозернистый (14.8 м).

Разрез надстраивается вверх по скв. 1481 (55°28'09" с.ш., 50°40'28" в.д.). С забоя на абс. отм. 66 м вскрыты: суглинок

коричневый, песчаный, в нижней части с включениями известняка (17.5 м), песок коричневый, кварцевый, мелкозернистый, прослоями глинистый. В скв. 1475 (55°29'20" с.ш., 50°37'34" в.д.) с абс. отм. 89.5 м вскрыты: песок коричневый кварцевый мелкозернистый (5.5 м), суглинок коричневый песчаный (5.4 м), песок коричневый кварцевый мелкозернистый (5.3 м), суглинок коричневый песчаный (2.6 м), песок коричневый кварцевый мелкозернистый (6.5 м). Разрезы скв. 1481 и 1475 частично по высоте перекрывают друг друга. В скв. 1476 (55°29'47" с.ш., 50°37'11" в.д.) с абс. отм. 120.8 м над пермскими розовыми глинами вскрыт все тот же песок коричневый кварцевый мелкозернистый (2.2 м).

Таким образом, в типовой местности отложения представлены незакономерно чередующимися песками, суглинками, глинами, облекающими неровный цоколь без четко выраженных аллювиальных циклов и палеорусел.

По площади отложения залегают на пермских или неогеновых образованиях, перекрыты донскими-лихвинскими или более молодыми озерно-аллювиальными, делювиально-солифлюкционными, эоловыми отложениями. К набору пород из типового участка по площади добавляются супеси, пески глинисто-алевритовые, пески средне- до крупнозернистых линзовидно-, горизонтально- и косослоистые, иногда белесые до белых, с линзами горизонтально-тонкослоистой глины, с гравием глин, кремней и кварца, редко – уральских пород. Абс. отм. подошвы: 43.7 – 119.9 м, кровли: 70 – 142.2 м. Мощность: 2.9 – 52.5 м. Максимальная мощность – в скв. 34 у пос. Базарные Матаки.

В скв. 1338 из рассматриваемых отложений на абс. выс. 74 – 79 м определен характерный для нижнего эоплейстоцена Татарстана сосново-еловый СПК с пихтой и тсугой (1.3 – 2.5 %). С учетом этих данных и высот залегания стратиграфически отложения сопоставляются с неразделенными лаишевской, сокурской и азинской свитами.

## 8. Верхнее звено. Криницкий горизонт. Нижний – средний (?) подгоризонт. Сокурская свита. Аллювий ( $aE_{II}^{1-2}sk$ )

Свита выделяется впервые. Распространена в Заволжье. Названа по д. Сокуры. Ранее слагающий сокурскую свиту средний аллювиальный ритм в долине пра-Волги рассматривался как горкинская свита, как верхний ритм лаишевской свиты или как их совокупность (по С. А. Марамчину – нижний эоплейстоцен, по Е. А. Блудоровой и Н. Л. Фомичевой – средний и нижний апшерон).

Название «горкинская свита» введено Блудоровой и Фомичевой в 1985 г. со ссылкой, что стратотипом свиты служит составленный В.А. Поляниным разрез по скважине на территории бывшей сельхозстанции в микрорайоне Горки г. Казани. По Полянину горкинская свита (глубина: 31.8 – 82.0 м; абс. отм.: 83.0 – 32.8 м) залегают под среднечетвертичными делювиальными суглинками, налегает на неогеновые(?) песчаники и представлена одним проциклитом, на 85 % сложенным песками и завершающимся глинами и палеопочвой.

Сопоставление разрезов (Рис. 3) показывает, что ни одно из геологических тел, проиндексированных после В.А. Полянина «горкинской свитой», по объему не соответствует стратотипу, а сам стратотип по положению в разрезе идентичен стратотипу лаишевской свиты, то есть Полянин фактически предлагал дать одному объекту два

названия. Разница же в отметках подошвы свиты (от +48 до +54 м у с. Лаишево и +32.8 м в Казани) легко объясняется разницей ее мощностей (соответственно 32.5 – 21.0 и 50.2 м). На основании изложенного следует признать, что название «горкинская свита» некорректно.

Стратотипом сокурской свиты предлагается второй проциклит по разрезу скв. 15 (55°10'26" с.ш., 48°22'7" в.д., гл.: 36 – 22 м). В его основании с +82 м развит базальный горизонт – русловой песок кварцевый, ожелезненный, с тонкими прослойками глин (3.7 м). Выше залегают тонкослоистые, неравномерно пылеватые, послонно ожелезненные пойменные глины (6.2 м), перекрытые комковатыми, прослоями сильно ожелезненными глинами старичной фации (4.1 м).

Сокурская свита с размывом ложится как на верхнюю глинистую, так и на нижнюю песчаную пачки лаишевской свиты. Кровля на отметках: от +88.0 до +108.0 м, подошва: от +75.5 до +99.0 м. В целом свита представляет собой проциклит, начинающийся русловыми кварцевыми песками, в отличие от лаишевских отложений лишенными крупнообломочного материала. Верхняя часть свиты сложена плесово-пойменными глинами или суглинками, преимущественно тонкослоистыми, с тонкими прослоями песков и алевритов, которые в районе Лаишева почти полностью замещают глины. В Казани на слоистую пачку налегают однородные коричневые суглинки с погребенной почвой в кровле. Мощность: от 8.0 до 29.1 м.

Основной фон намагниченности глинистой части сокурской свиты по скв. 15, 18 и 20 обратный, характерный для R-ортозоны Матуяма. Внутри последней у кровли свиты выделяется N-субзона Харамильо, что определяет позднеэоплейстоценовый возраст сокурских отложений.

По Блудоровой и Фомичевой (1985) в образцах из скв. 20 зафиксированы три СПК, характеризующих последовательную смену ландшафтно-климатических условий. Спектр из русловых песков (27 м) отражает ландшафт березово-сосновых лесов с небольшой долей широколиственных и с моховой подстилкой. Леса перемежались со значительными пространствами с луговой растительностью, произрастающей в умеренно засушливых условиях. На середину сокурского времени приходился климатический оптимум, зафиксированный наличием теплолюбивой реликтовой тсуги (17.7 м). В конце сокурского времени оптимум сменился похолоданием, отмеченным исчезновением тсуги и присутствием среди берез морозостойкой *Betula pana* (10.5 м).

## 9. Верхний (?) подгоризонт. Азинская свита. Аллювиальные и озерные отложения ( $aE_{II}^{3az}$ ), ( $a, lE_{II}^{3az}$ )

Свита (название по микрорайону г. Казани) выделена Блудоровой и Фомичевой (1985). Стратотипом ими назначен разрез по скв. 2 Аз. в 1.7 км СЗ д. Константиновка, где под нижнечетвертичными отложениями на верхней перми залегают переслаивающиеся пески и глины, причем последние приурочены и к подошве свиты. Однако, глубины залегания слоев в описании не указаны, а вычисления по сумме приведенных мощностей и по разности абс. отметок дают различные результаты, в силу чего, признавая валидность самого термина «азинская свита», назначенный стратотип (к тому же не имеющий био-стратиграфической и палеомагнитной характеристики) следует считать неудовлетворительным.

Поэтому в качестве гипостратотипа свиты предлагается охарактеризованный палеомагнитным анализом интервал 22 – 11 м по скв. 15, где на старичных глинах сокурской свиты с +96 м залегают: русловой песок кварцевый, сильно глинистый, ожелезненный (3.4 м); плесовая глина сильно песчаная, бескарбонатная (6.6 м) и пойменные отложения – переслаивание песков со слюдястыми глинами (1 м), выше глубины 11 м перекрытые песчаным аллювием 4-ой надпойменной террасы р. Волги.

Азинская свита развита в долинах Волги и Камы на участке от устья до Чистополя, где залегают с размывом на сокурских и коренных отложениях и перекрыта аллювием 4-ой террасы. Кровля: от +86 до +135 м, подошва: от +76 до +130 м.

На большей части Казанско-Лаишевского Заволжья свита четко подразделяется на сложенный русловыми песками базальный горизонт и песчано-глинистую плесово-пойменную составляющую. Базальный горизонт представлен песками мелкозернистыми, кварцевыми, кремнево-кварцевыми и полимиктовыми, неравномерно глинистыми, иногда (скв. 18) содержащими комочки глин. В северной части района (скв. 10 Горки) в песках появляются частые прослойки глин по 5 – 6 см. Плесово-пойменная часть разреза представлена глиной сильно песчаной, вверх по разрезу сменяющейся переслаивающимися песками и слюдястыми глинами или же супесью.

В северной части Казанско-Лаишевского Заволжья аллювиальные отложения замещаются озерными, которые представлены незакономерным чередованием слоев песков (до 8 м), глин (до 16 м) и пакетов частого чередования сантиметровых слоев глин и алевритов с линзами песка.

В Булгарском Заволжье и на левобережье низовьев Камы преобладают суглинки, песчаные глины, горизонтально – и косослоистые супеси, в отдельных разрезах в базальных слоях в алевропелитах отмечается гравий и галька местных пород. Слои песков единичны, распределение их по разрезу неупорядочено, мощность не превышает 9 м. Мощность свиты: до 20 м.

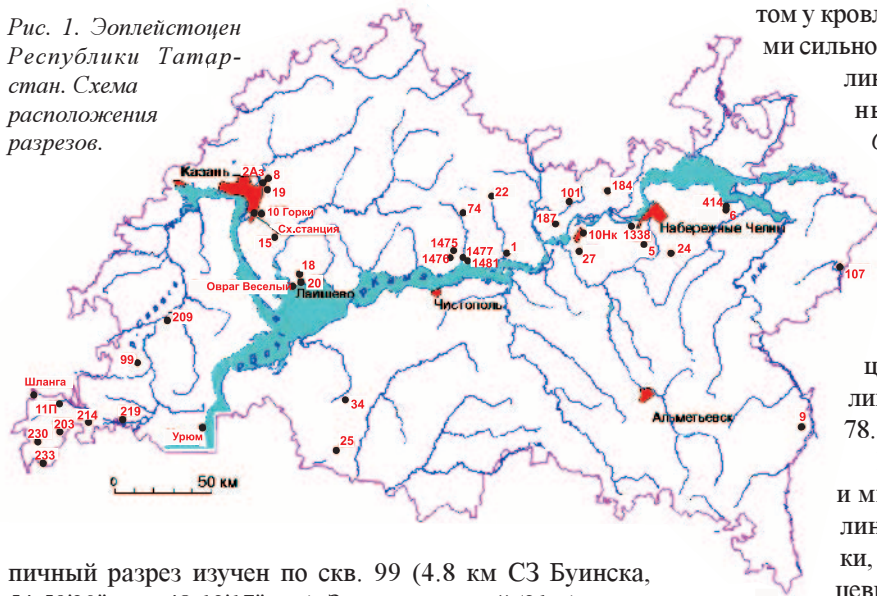
В магнитостратиграфической шкале азинские отложения занимают место между субзоной Харамильо и ортозоной Брюнес, что определяет их позднеэоплейстоценовый возраст.

По Блудоровой и Фомичевой (1985) в образцах из скв. 19 в песках с гл. 15.5 м выделен СПК соснового леса с единичными зернами ели, пихты, березы и существенным количеством пыльцы полыни, маревых, разнотравья. Из озерных глин с 33.8 – 34.5 м выделен комплекс лесостепного типа, в котором среди древесных доминирует ель и присутствует береза. Травы представлены маревыми, споровые – зелеными и сфагновыми мхами. По Малышевой и др. (1956) из скв. 8 севернее д. Константиновка определен степной комплекс из маревых с единичными зернами сосны, ели, березы. Эти довольно невыразительные СПК укладываются в общую последовательность смены палеоклиматических условий, отражая холодную и сухую обстановку конца позднеэоплейстоценовой поры.

## 10. Верхний подгоризонт. Буинская толща. Аллювиальные и озерные отложения ( $a, lE_{II}^{2-3bu}$ )

Выделяется впервые. Распространена в Предволжье. Предшественниками картировалась как аллювий верхнего эоплейстоцена либо неогена. Ниболее мощный и ти-

Рис. 1. Эоплейстоцен Республики Татарстан. Схема расположения разрезов.



пичный разрез изучен по скв. 99 (4.8 км СЗ Буинска, 54°59'30" с.ш., 48°12'17" в.д.). Здесь на мощной (21 м) толще песков табарской свиты с глубины 37.4 м (абс. отм. 79.6 м) залегают глины алевритовые, с редкими прослоями песка кварц-глауконитового и кварцевого, с известковыми скоплениями (17.8 м), пески кварцевые мелко- и тонкозернистые с прослойками глин алевритовых (3.3 м), суглинки безизвестковистые, участками ожелезненные и гумусированные (10.3 м). Толща перекрыта плейстоценовыми делювиально-солифлюкционными суглинками (6 м).

Абс. отм. кровли толщи: 112 – 135 м, подошвы: 80 – 122 м. В глинах и суглинках обычна горизонтальная или линзовидная слоистость. Мощность: до 31.4 м. Стратиграфическое положение толщи отвечает верхам сокурской - азинской свите Заволжья (?).

**11. Криницкий горизонт нерасчлененный. Озерные отложения (IE<sub>II</sub>)**

Ранее индексировались как эоплейстоценовые, ближе не определенные. Типичным является разрез в интервале глубин 39.8 – 0 м по скв. 101 (55°47'0" с.ш., 51°44'8" в.д.), где на пермских красноцветах, начиная с +90.2 м, залегают: глина алевритистая, с прослоями суглинка, в подошве с окатанными обломками известняка (9.4 м), суглинок алевритистый, с дресвой алевролитов и растительным детри-

том у кровли (18.2 м), песок мелкозернистый, прослоями сильно глинистый до перехода в супесь (2.7 м); суглинок алевритистый с обугленным растительным детритом и остатками остракод *Cyclocypris*, *Candoniella*, *Cypria* (9.5 м).

Озерные отложения залегают под почвой, под делювиальными неоплейстоценовыми или делювиально-пролювиальными верхнеэоплейстоценовыми суглинками. Перекрывают пермские, мезозойские, неогеновые отложения и верхнеэоплейстоценовые делювиально-пролювиальные суглинки. Абс. отм. кровли: 88 – 147 м, подошвы: 78.5 – 125 м.

В Заволжье и Закамье сложены слоистыми и микрослоистыми глинами, в Предкамье суглинками, встречаются супеси, бурые железняки, известковые туфы и мелкозернистые кварцевые пески. Отложения алевритистые или песчанистые, нередко известковистые, иногда неясно-тонкослоистые, ожелезненные. Характерны обугленные растительные остатки. В отдельных разрезах встречаются дрова и галька местных пород. Мощность: 39.8 м. Переинтерпретировав данные Е.А. Блудоровой по скв. 6 у с. Подгорные Байляры (1986), мы относим нижнюю часть отложений к N-субзоне Харамилью, а верхнюю их часть – к R-интервалам ортозоны Матуяма.

По материалам Р.Х. Сунгатуллина в 14 образцах из скв. 101 (2.0 – 37.9 м) выявлен СПК, отвечающий климатическому оптимуму середины сокурского времени. В нем запечатлены ландшафты березовых лесов с значительным участием широколиственных (до 12 %) и скромным – хвойных. Травы представлены ксерофитами, споровые – бурыми мхами. Таким образом, по палеомагнитным и палинологическим данным можно предполагать криницкий возраст отложений.

**12. Делювиально-пролювиальные отложения (dpE<sub>II</sub>)**

Распространены повсеместно. В Заволжье закартированы С.О. Зориной, Г.П. Бутаковым (1999) как dpQ<sub>EI</sub> - Q<sub>I</sub>. За типовой принимается интервал 17.4 – 0.6 м по скв. 214, 54°44'05" с.ш, 47°54'08" в.д. Здесь на меловых отложениях

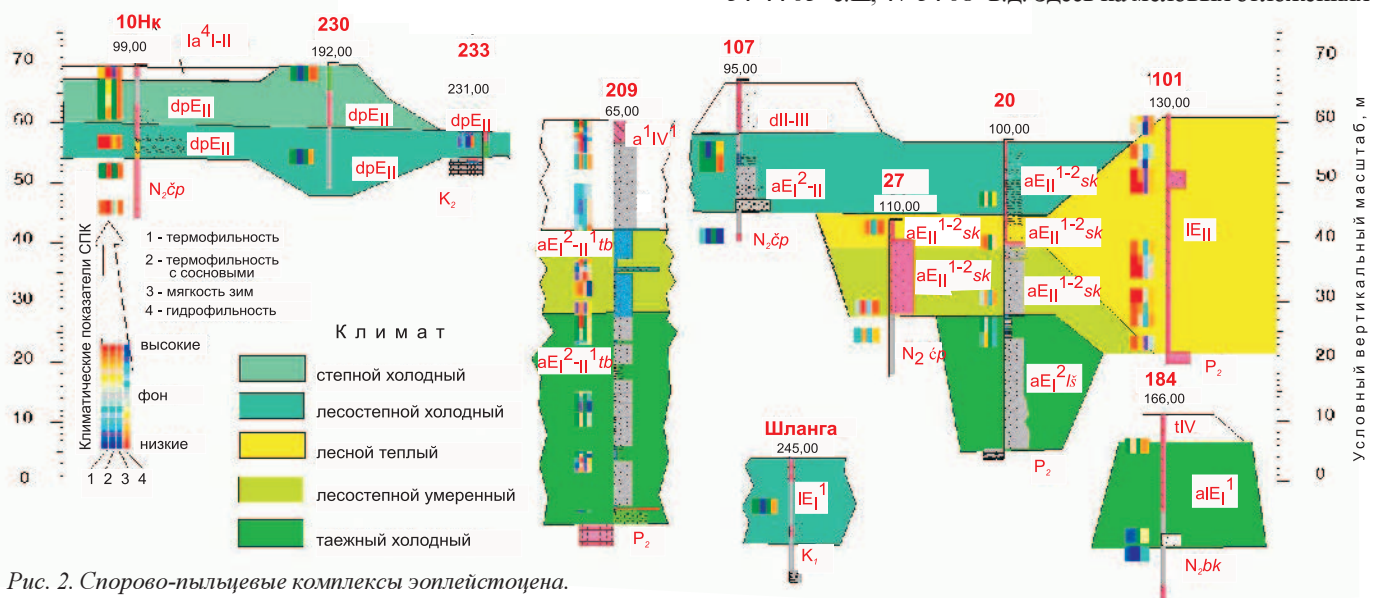


Рис. 2. Спорово-пыльцевые комплексы эоплейстоцена.

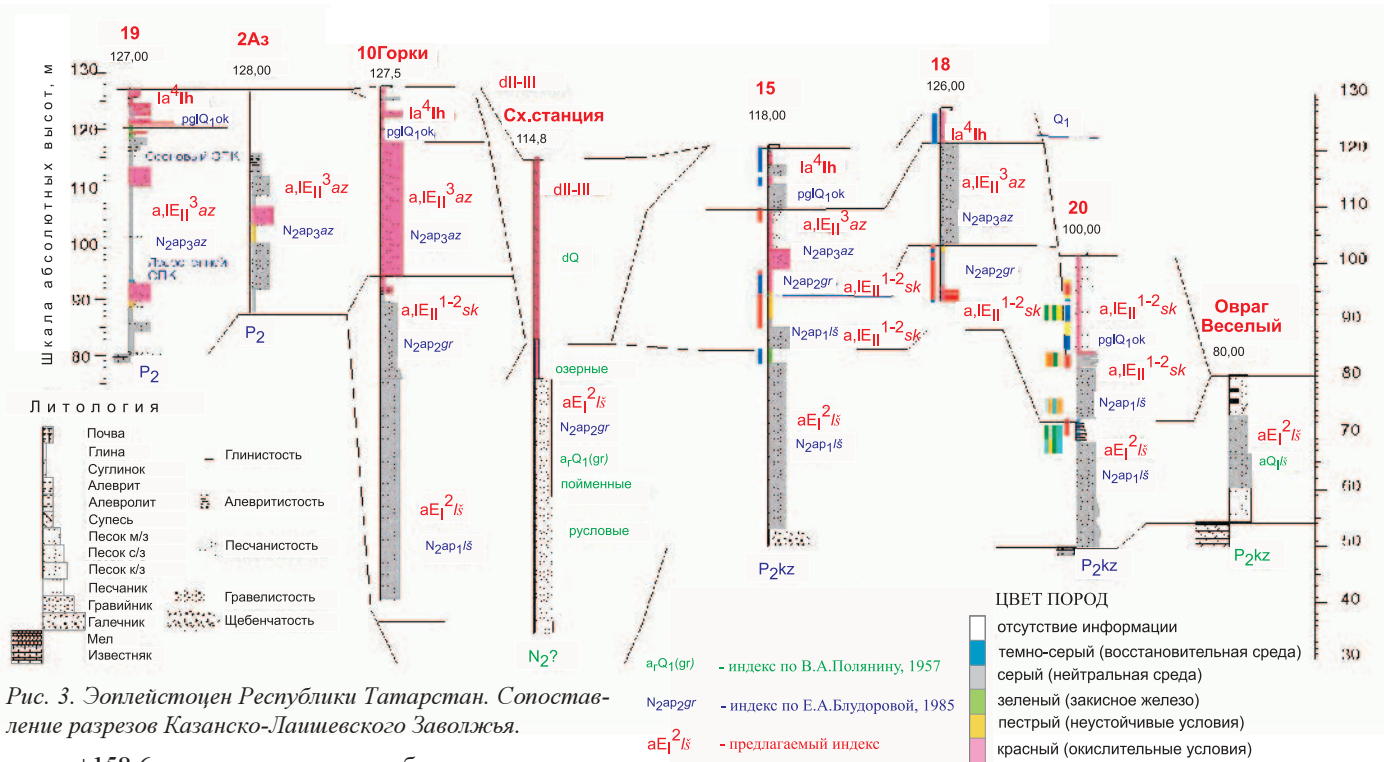


Рис. 3. Эоплейстоцен Республики Татарстан. Сопоставление разрезов Казанско-Лайшевского Заволжья.

выше +158.6 м вскрыты: глина слабо известковистая, с дресвой и щебнем сидерита, мергеля, песчаника и с прослоем песка мелкозернистого, кварцевого, содержащего дресву и плохо окатанную гальку тех же пород (4.25 м); глина слабо известковистая с прослоем песка мелкозернистого, кварцевого (2.7 м); глина неравномерно алевритистая, слабо известковистая, с пятнами ожелезнения, с прослоями дресвы и мелкого щебня сидерита и мергельно-глинистых пород (8,0 м); глина, внизу слабо известковистая, с пятнами ожелезнения и дресвой карбонатных пород (1.85 м). Выше залегает черноземная почва (0.6 м).

Рассматриваемые образования в Предволжье залегают на высотах от +130 до +245 м на денудационном плато, покрывая мезозойские, неогеновые и нижнеэоплейстоценовые озерные образования, и спускаются до +118 м, перекрывая здесь верхнеэоплейстоценовый аллювий. В Предкамье отметки кровли: 110 – 204.9 м, подошвы: 105 – 202.9 м, в одной из скв. (187) описываемые образования лежат под верхнеэоплейстоценовыми озерными слоями. В Закамье кровля расположена на высоте 96.6 – 198.4

м, подошва – 83 – 185 м. Представлены глинами и суглинками неравномерно алевритистыми и известковистыми, с прослоями кварцевого песка, с частыми включениями дресвы, гравия, гальки и щебня местных коренных пород.

Мощность обычно колеблется в пределах 3 – 15 м и вне зависимости от гипсометрического положения разрезов на коротких расстояниях изменяется от 0 до 25.4 м во врезках эоплейстоценовой овражно-балочной сети.

Палеомагнитные исследования показали знакопеременный характер намагниченности с преобладанием в нижней и верхней частях разреза обратной полярности, сопоставляемой с частью ортозоны Матуяма выше микрозоны Кобб Маунтин. В средней части преобладает прямая намагниченность, которая может быть сопоставлена с субзоной Харамильо, что определяет позднеэоплейстоценовый возраст делювиально-пролювиальных образований.

Лесостепной СПК с участием широколиственных из низов толщи (скв. 10 Нижнекамск, 12.8 м) отвечает сокурскому

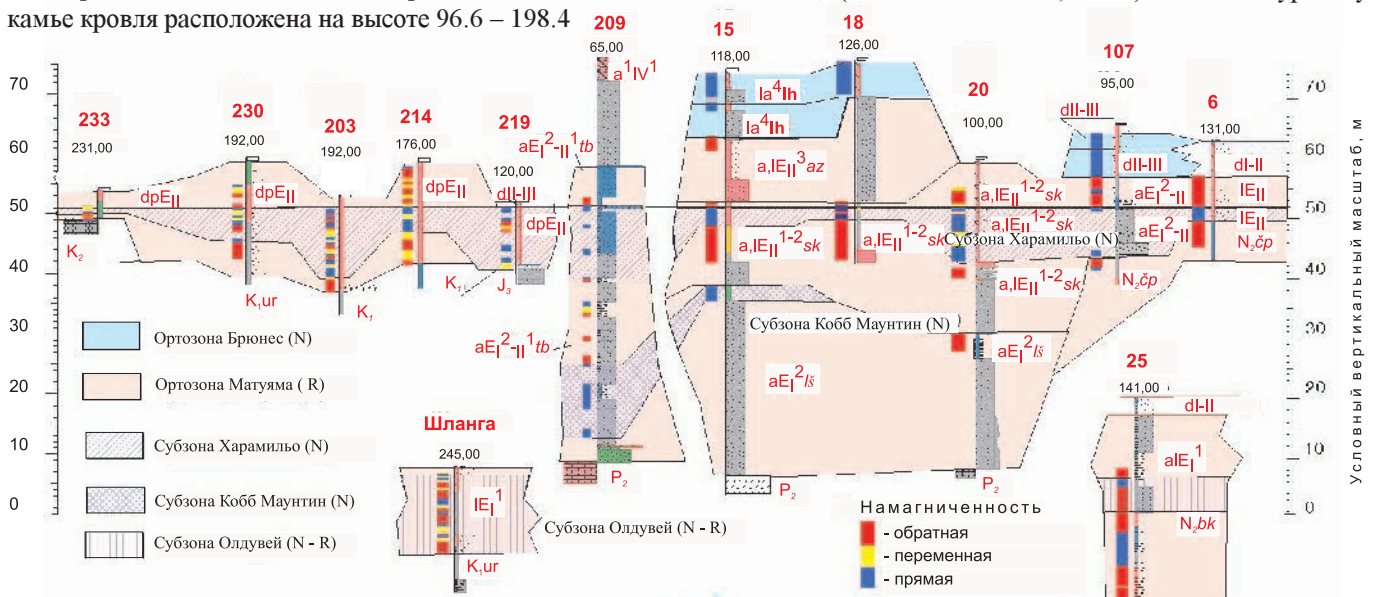


Рис. 4. Эоплейстоцен Республики Татарстан. Палеомагнитные разрезы, выровненные по кровле субзоны Харамильо.

климатическому оптимуму. Остальные комплексы степного (злаково-маревого), лесостепного (разнотравно-маревого со смешанным лесом) и лесного (сосново-слового с марево-полянными полянами) типов наиболее близки к позднеэоплейстоценовым комплексам из скв. 107 и указывают на засушливый климат с весьма суровыми зимами.

Принадлежность делювиально-пролювиальных отложений к верхнему звену эоплейстоцена определяется их залеганием на аллювиальных и подоцерными верхнеэоплейстоценовыми отложениями. Это подтверждается также палинологическими и палеомагнитными данными.

### 13. Эоплейстоцен нерасчлененный Аллювиально – пролювиальные образования эоплейстоценовые (арЕ)

Предшественниками в Предволжье индексировались как цокольный аллювий VI террасы –  $a^6Q_E$ , в Заволжье и Закамье – как эоплейстоценовый (апшеронский) аллювий, как общесыртовская свита.

Отложения разбурены С.О. Зориной (2002) при поисках гравия в 20 км южнее г. Тетюши, у д. Урюм на площади около 4 км<sup>2</sup> (центр 54°45'30" с.ш. 48°46'30" в.д.). Представлены сложным сочетанием аллювиальных и пролювиальных фаций, образующих разрезы четырех фациально-литологических типов: 1) крупнообломочный, преимущественно пролювиальный, 2) песчано-глинистый, преимущественно аллювиальный с базальным горизонтом русловых песков и глинистой плесово-пойменной основной частью, 3) глинистый, преимущественно пойменный и 4) смешанный, с незакономерным чередованием русловых, пойменных и пролювиальных отложений. Размеры смежных полей развития перечисленных типов не превышают 0,2–0,3 км<sup>2</sup>.

В целом, аллювиально-пролювиальные отложения на этом участке на 16 % их суммарной мощности представлены гравием, галькой и глыбами местных пород в песчаном матриксе, на 46 % – песками мелко- и разнозернистыми, преимущественно кварцевыми, неравномерно глинистыми, неясно – и косослоистыми и на 38 % – глинами песчанистыми, неравномерно известковистыми и ожелезненными, с неправильными линзами песка. Довольно часто содержат стяжения карбонатов и гипса, указывающие на засушливые условия осадкообразования.

Неустойчивость строения разрезов и количественного соотношения пород в них характерна и для аллювиально-пролювиальных отложений по Татарстану в целом, причем алевропелиты преобладают. Абс. отм. кровли: 85 – 203,5 м, подошвы: 75,8–199,5 м. Мощность: до 14,8 м. Эоплейстоценовый возраст отложений определяется их стратиграфическим положением между неогеновыми и нижнеэоплейстоценовыми (мичуринскими) образованиями.

### 14. Эоплейстоцен – голоцен нерасчлененные Элювий (еЕ-IV)

Распространен на плоских водоразделах выше +150 м. Представлен глинами,

суглинками, карбонатной мукой, щебнем, песком. Глины от тонкодисперсных до алевритистых и песчанистых, вплоть до перехода в суглинки. Текстуры пятнистые, вкрапленные, комковатые, в нижней части элювия участками реликтивно слоистые. Отмечаются криотурбации и иллювиальные горизонты погребенных почв.

Мощность измеряется дециметрами, реже составляет 1–2 м, максимальная – 6,5 м (скв. 5 у д. Кувады в Закамье).

В Предкамье (скв. 22, 55°47'00" с.ш. 51°05'09" в.д., данные В.А. Гензе, Л.А. Кузнецовой) из элювия получен лесостепной СПК из разнотравно-маревых (50 %), древесных (24 %: сосна, ель, тсуга, лиственница, вяз, дуб и липа) растений и зеленых мхов, соответствующий, вероятно, сокурскому климатическому оптимуму в позднем эоплейстоцене.

Дочетвертичный элювий, вероятно, денудирован, а сохранившаяся его часть формировалась начиная с лайшевского вплоть до настоящего времени. В неоплейстоцене образовались криогенные текстуры, погребенные почвы.

### Литература

- Блудорова Е.А., Фомичева Н.Л. *Опорные разрезы кайнозоя Казанского Поволжья*. Казань: Изд. КГУ. 1985.
- Мальшева О.Н., Нелидов Н.Н., Соколов М.Н. *Геология района г. Казани*. Казань: Изд. КГУ. 1965.
- Мальшева О.Н. Четвертичные отложения Марийского Заволжья. *Геология Поволжья и Прикамья*. Казань: Изд. КГУ. 1971. 56-73.
- Легенда Средневолжской серии листов Государственной геологической карты Российской Федерации масштаба 1: 200 000 (издание второе). Объяснительная записка. Н. Новгород. 1999.
- Полянин В.А. Литологические исследования четвертичных отложений долины Волги и Камы на территории Татарии. *Ученые записки Казанского университета*. Т. 117. Кн. 4. 1957. 32-211.
- Салтыков В.Ф., Киселева О.И. Палинологическая характеристика уваловской серии эоплейстоцена Саратовского Заволжья. *Проблемные вопросы региональной и местной стратиграфии фанерозоя Поволжья и Прикаспия*. Мат-лы конф. Саратов: Изд. СГУ. 2001. 81-82.
- Туманов В.Р., Жарикова Л.П., Сафарова С.А. Комплексное использование палинологических, геохимических и минералогических данных для выявления палеоклиматических событий в областях терригенного осадконакопления. *Литология и полезные ископаемые*. N 4. 1994. 135-142.
- Яхимович В.Л., Данукалова Г.А., Чумаков О.Е. и др. *Опорный магнитостратиграфический разрез плиоцена Апастово в Татарстане*. Уфа. ИГАНРБ. 1997.



Сотрудники ТНПЦ "Геомониторинг РТ" ГУП "НПО Геоцентр РТ"



## ОСНОВНЫЕ ТИПЫ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ РИФОГЕННОГО ТИПА ВОСТОЧНОГО БОРТА КАМСКО-КИНЕЛЬСКОГО РИФТА

Отдел вещественного состава ГУП «НПО Геоцентра РТ» занимался исследованием литолого-минералогических особенностей и структуры пустотного пространства пород-коллекторов различного типа Волго-Уральской провинции. Важнейшим типом коллекторов этого региона являются карбонатные коллекторы, эффективная разработка которых требует детального изучения структуры коллектора и морфологии пустотного пространства. Проводимые исследования требуют специальной аппаратуры оптического-микроскопического (Leica) и электронно-микроскопического плана (растровый электронный микроскоп XL-30). Использование этой аппаратуры позволило перейти к конкретному изучению практически новых объектов – нетрадиционных коллекторов, фильтрационные процессы в которых осложнены тонкодисперсными наноминеральными фазами.

Нефтегазоносность Волго-Уральской провинции связана с широким спектром палеозойских отложений, захватывающих девонский, каменноугольный и пермский периоды. Несмотря на то, что основным нефтеносными отложениями являются терригенные отложения девона и карбона, существенная роль принадлежит карбонатным коллекторам (Рис. 1, 2). В их объеме большая доля приходится на карбонатные отложения фаменского, турнейского и башкирского ярусов. Особенностью коллекторов этих горизонтов является сложность структуры порового пространства, формировавшегося в результате комплекса процессов первичного карбонатакопления, последующей перекристаллизации и формирования трещинного скелета, что позволяет отнести эти коллекторы к классу сложных и нетрадиционных.

Литолого-стратиграфическая характеристика отложений рассматриваемого региона, несущих такие коллекторы, достаточно хорошо охарактеризована в работах Тихого Н.А. (1937), Антропова В.И. (1960) и др. исследователей. Однако особенности карбонатных образований – как нефтеносных формаций, остаются в настоящее время дискуссионными и недостаточно изученными.

Нами проводились исследования карбонатных нефте-

носных горизонтов верхнедевонских и каменноугольных отложений в пределах Татарского свода Волго-Уральской провинции. Татарский свод является одним из главных тектонических сооружений, особенности геодинамического развития которого во многом определили протерозойско-палеозойскую историю осадконакопления востока Русской плиты (Изотов и др., 1996). Это определяется геодинамической мобильностью этой сложной структуры, определившей заложение основных рифтовых сооружений Восточно-Европейского региона в авлакогенный и поставлакогенный периоды развития земной коры.

Протерозойские рифтовые сооружения в составе Сергиевско-Абдуллинской, Верхне-Камской и Казанско-Кировской авлакогенных зон определили основные контуры Татарского свода. Однако в палеозойское время его геодинамическая активность продолжала развиваться, что выразилось первоначально в формировании Камской зоны разломов, разделивший Кукморский и Альметьевский выступы свода, а затем и в формировании сложной и разветвленной системы, выделенных под названием Камско-Кинельской системы прогибов (Мкртчян, 1980).

Изучение особенностей тектонического строения и со-

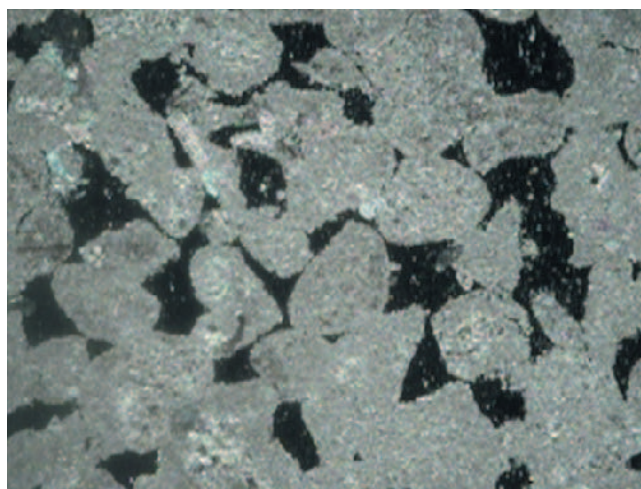


Рис. 1. Миннибаевская площадь, скв. 32706, гл.1385,5 м. Известняк комковатой структуры, сингенетический тип пористости. Никולי +, ув.80х.

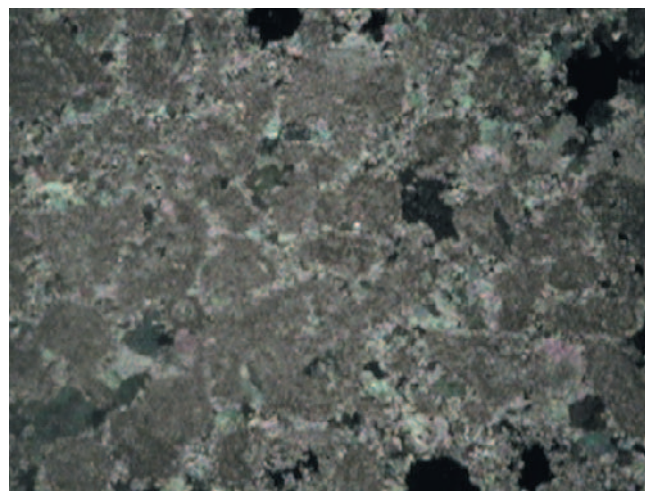


Рис. 2. Миннибаевская площадь, скв.32706, гл.1390,0 м. Известняк комковатой структуры с изолированными порами, межпоровое пространство заполнено вторичным кальцитом, диагенетический тип пористости. Никולי +, Ув. 80х.

членения Камско-Кинельской системы прогибов с основными структурными элементами Татарского свода и анализ особенностей осадочных комплексов верхнедевонско-каменноугольного времени, выполняющих эту систему прогибов, позволяет сделать обоснованный вывод о том, что эта система прогибов представляет собой зачаточную рифтовую зону (Изотов, Ситдикова, 2004). При этом в отличие от типичных рифтов востока Русской плиты, имеющих относительно строгие линейные контуры, Камско-Кинельская рифтовая система, заложенная на уже консолидированном фундаменте земной коры, была вынуждена оконтуривать ранее сформированные стабильные участки земной коры, что объясняет раздробленность и причудливые очертания этой рифтовой зоны пересекающей разнородные в структурно-тектоническом отношении регионы.

Особенностью Камско-Кинельской рифтовой зоны и ее сочленения со структурами Татарского свода является кулисообразное строение ее бортов, связанное с последовательным заложением субпараллельных разломов в теле архейско-протерозойского кристаллического фундамента. Это привело к развитию систем террасовидных уступов особенно хорошо выраженных на западном склоне свода (Войтович, Гагятуллин, 2003). В пределах этих террасовидных уступов возникали отдельные структурные элементы, явившиеся основанием рифогенных построек сложного многоэтажного типа, оконтуривающих восточный борт Камско-Кинельской системы. Такие постройки вытянутые вдоль границы структурных террас формировали барьерные рифовые цепи. Практически с каждым звеном этих цепей (с каждым индивидуальным рифом) связаны мелкие и средние месторождения нефти – спутники Ромашкинского месторождения.

Наибольшее развитие рифогенные постройки получили в верхнедевонское-среднекаменноугольное время в периоды специфических климатических и палеогеографических условий, периодически повторяющихся во времени. Это обусловило многоэтажность рифовых построек. В соответствии с последовательным формированием уступов бортовых частей Камско-Кинельской системы рифогенные постройки последовательно перемещались в сторону центральной части системы, одновременно меняя стратиграфический уровень от фаменско-турнейского к башкирскому. Наибольшее развитие рифогенные постройки получили в турнейское и башкирское время.

Изучение структурных особенностей и цикличности строения этих построек позволяет отнести их к атоллово-му типу, в пределах которого происходит закономерная смена различных структурных типов карбонатных пород в зависимости от соотношения гидродинамической активности и химизма среды, соотношения степени перекристаллизации осадка и степени соотношения обломочной и микритовой составляющей.

Проведенные исследования свидетельствуют, что нижне-каменноугольные отложения являются весьма изменчивыми, что обусловлено лито-геодинамическими факторами. Данные поисково-разведочного бурения позволяют провести широкое сопоставление условий формирования этих отложений с особенностями геодинамического развития территории, обусловленного последовательностью формирования структурно-геодинамических террас фундамента Татарского свода.

Неравномерное опускание блоков террас обусловило формирование выступов рельефа дна девонско-каменноугольного морского бассейна и формирование в наиболее приподнятых частях террасовых блоков рифогенных комплексов. В ходе эволюции этих структур создавались специфические палеогеографические условия специфического развития локальных палеорифов, сложенных различными литотипами карбонатных пород. Каждый из этих литотипов характеризуется свойственной ему спецификой пустотного пространства. Поэтому главной задачей изучения коллекторов этого типа является проведение обоснованной типизации карбонатных пород.

При выделении литотипов необходимо учитывать многофакторность процессов карбоната накопления в геодинамически контрастных обстановках. Существующие классификации карбонатных пород обычно учитывают гидрхимический фактор бассейна осадконакопления (классификация Т.И. Теодоровича), базирующаяся на соотношении кальция – магния в породе. Однако сложность и многообразие рифогенных карбонатных построек требует более многофакторной классификации нежели соотношение кальцит-доломит.

Более приемлемой в этом плане является классификация по Т.Д. Бисселу и Д.В. Чилингару (1970), которая учитывает как фактор химизма среды (соотношение кальцита и доломита), так и гидродинамическую активность среды.

Проведенные нами исследования коллекторов Татарского свода показывают, что учет этих факторов для характеристики особенностей формирования пород явно недостаточен, так как эти образования в последующем, в основном, под влиянием стадияльно-литологического и геодинамического факторов претерпели постседиментационную эволюцию, выразившуюся в различной степени перекристаллизации. Именно этот процесс сопровождался существенным изменением и перестройкой структуры порового пространства.

С учетом этого фактора нами предлагается проводить классификацию карбонатных пород-коллекторов Вол-

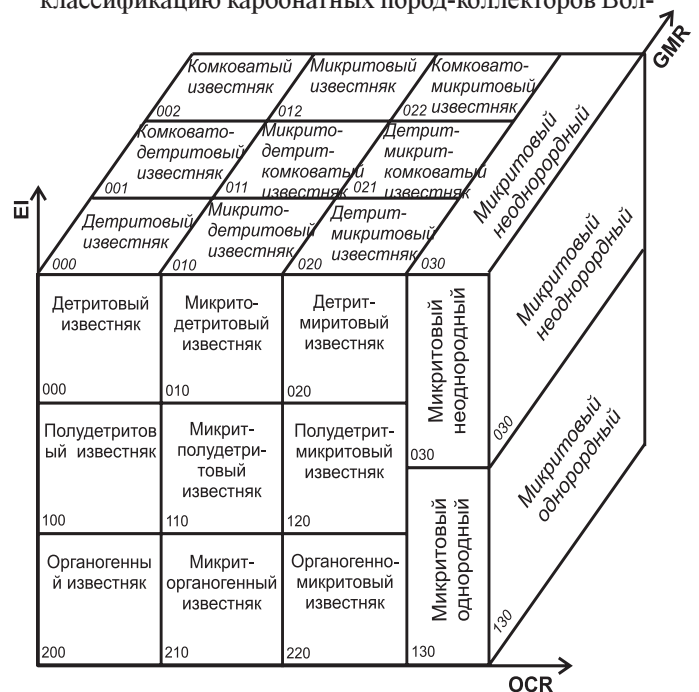


Рис. 3. Диаграмма соотношения литотипов коллекторов Татарского свода.

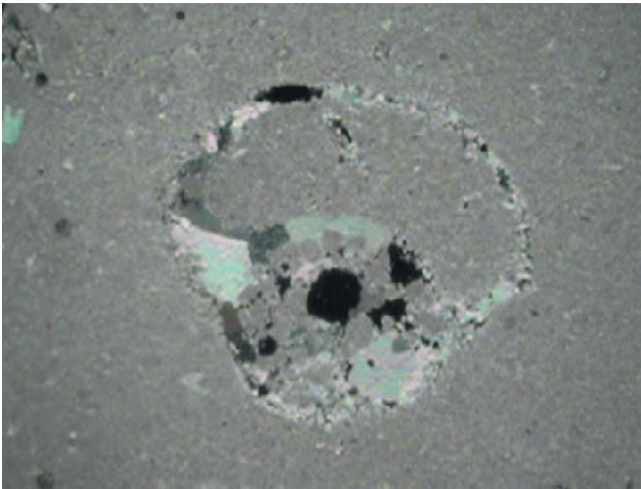


Рис. 4. Миннибаевская площадь, скв.32706, гл.1385 м. Пелитоморфный известняк. В центральной части – образование пор в результате пустот камер фораминифер. Николи +, Ув. 80х.

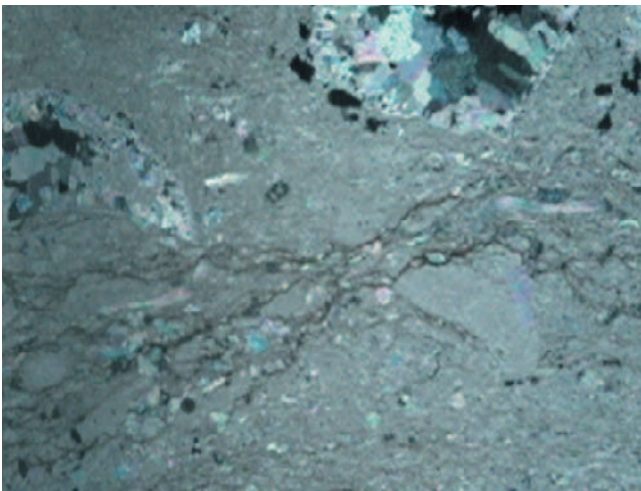


Рис. 5. Миннибаевская площадь, скв.3089, гл.1217 м. Пелитоморфный известняк, частично раскристаллизованный, с волнистой микропорециноватостью. Николи +, Ув. 80х.

го-Уральского региона на основе использования следующих трех параметров (Изотов и др., 2001):

1. Энергетическая – гидродинамическая активность среды (индекс EI – Energy Index), характеризующая степень детритизации пород в ходе формирования.

2. Соотношение хемогенно-органогенного фактора



Рис. 6. Миннибаевская площадь, скв.3089, гл.1253м. Стилолитовый шов, декорированный битумоидами. Николи II, Ув. 80х.

осадконакопления (индекс OCR – Organic-Chemical Relation).

3. Степень перекристаллизации осадка – соотношение зернистой массы и илового материала (индекс GMR – Grain-Micrite Relation).

Использование трех факторов дает возможность составить диаграмму соотношения основных литотипов в виде классификационного куба, оси которого соответствуют приведенным параметрам-факторам (Рис. 3).

Использование разработанной классификации позволяет выделить дробные литологические типы коллекторов, среди которых локализованы наиболее благоприятные горизонты и зоны для локализации углеводородных залежей. В качестве примера рассмотрим применение этой классификации к анализу литологических типов пород фаменских рифогенных комплексов. Отложения фаменского яруса формировались в условиях мелководного морского режима в бассейне с высокой соленостью и представлены либо известково-доломитовыми, либо глинистыми отложениями. Ведущими типами пород являются известково-доломитовые толщи, местами интенсивно пористые, которые несут локальные залежи углеводородов. Залежи неоднородны по своему строению, крайне невыдержанны как по вертикали, так и по горизонтали.

Для характеристики литологических и минералогических особенностей фаменского яруса, изучения структуры пустотно-порового пространства с последующей характеристикой фильтрационно-емкостных свойств были выбраны две скважины – 3098D и 32706 Миннибаевской площади. Скважина 3098D вскрыла отложения фаменского яруса в интервале глубин от 1194 м до 1421 м, которые представлены отложениями заволжского, данково-лебединского и елецкого горизонтов.

Отложения фаменского яруса в скважине 3098D сложены органогенно-детритовыми и фораминиферовыми известняками, пелитоморфной, реже комковатой структуры, участками в разной степени перекристаллизованными. Породы характеризуются высокими значениями пористости и проницаемости. С глубины 1397 м органогенные известняки переходят в доломитовые известняки и доломиты с включениями ангидрита, кристаллической микро- и мелкозернистой структуры. Присутствие в составе изучаемых пород доломита снижает значения проницаемости, вплоть до образования непроницаемых горизонтов.

Породы скважины 32706 в интервале глубин от 1366 м до 1404 м представлены отложениями данково-лебединского и елецкого горизонтов, и сложены органогенными и водорослево-органогенными известняками комковатой, реже пелитоморфной структуры, проницаемыми, участками перекристаллизованными.

Для анализа характеристики пустотно-порового пространства изучались два типа известняков: комковатые и пелитоморфные, представленные в скважинах 3098D и 32706 Миннибаевской площади, как наиболее интересные с точки зрения локализации углеводородов.

Формирование структуры пустотно-порового пространства для коллекторов фаменского яруса верхнего девона по данным наших исследований зависит от комплекса факторов: седиментационного, диагенетического, катагенетического.

В комковатых известняках (тип 002, 012, 022) выделяется 3 главных типа пористости:

1) Сингенетический тип: распространен в известняках комковатого типа, частично органогенных. Поры крупные, хорошо взаимосвязанные, форма пор определяется характером и способом сочетания комков (Рис. 1).

Переход от сингенетического типа пористости к диагенетическому устанавливается по степени преобразования осадка, что выражается в процессах растворения – перекристаллизации карбонатного материала. В результате этих процессов происходит отложение в промежутках между комками известняков кальцита. В этих породах первичная структура еще прослеживается.

2) Диагенетический тип: в процессе дальнейшей перекристаллизации возникают изолированные поры, связь между которыми капиллярная, что существенно снижает значения фильтрационных свойств пород (Рис. 2).

3) Катагенетический тип: с усилением процесса перекристаллизации происходит дальнейшее уплотнение пород. Известняки комковатой структуры переходят в сильно перекристаллизованный мраморовидный известняк. Пористость в этих типах известняков практически равна нулю. Породы становятся практически бесперспективными в отношении локализации углеводородов.

Второй не менее важный тип пород этих образований – микритовые (пелитоморфные известняки, тип 030, 130), в которых устанавливаются те же генетические типы пористости, но морфологически выраженные другими формами:

1) Сингенетический тип: тонкокристаллические фораминиферовые известняки, возникшие за счет перекристаллизации известковистого ила. В этих породах поры формируются за счет пустот камер фораминифер и капиллярных каналов между зернами карбонатного материала (Рис. 4). Проницаемость таких известняков практически равна нулю.

2) Диагенетический тип: полуаморфная масса пород постепенно раскристаллизовывается, участками возникает извилистая стилолитоподобная микротрещиноватость. В пелитоморфных известняках с точки зрения фильтрационных свойств в этих породах большое значение приобретают трещины декомпрессии, с которыми связано пустотное пространство (Рис. 5).

3) Катагенетический тип: в результате активно развивающихся кристаллизационных процессов породы становятся полностью перекристаллизованными, даже изолированные поры практически исчезают. После снятия давления раскрываются стилолитовые швы, которые декорируются битумоидами (Рис. 6). Фильтрационные свойства породы этого типа связаны в основном с трещиноватостью.

Наиболее перспективными типами исследуемых пород на предмет нахождения углеводородов являются известняки комковатой структуры с сингенетичным типом пористости, а так же пелитоморфные известняки, прошедшие катагенетическую стадию с трещинным типом пустотного пространства.

Приведенная выше классификация карбонатных пород с учетом структуроформирующих факторов позволяет привязать определенные структурные типы карбонатных пород к отдельным зонам рифогенных построек. Согласно этой классификации в периферической зоне рифогенных построек развиты детритовые и полудетритовые известняки, переходящие по латерали в органогенные и микрит-органогенные известняки. Эти известняки в свою очередь переходят в органогенно-микритовые известняки.

Центральная часть рифогенных построек, соответствующая рифогенной лагуне сложена различными типами комковатых и комковато-микритовых известняков.

Смена различных структурных типов известняков хорошо прослеживается по керну горизонтальных скважин, пересекающих рифогенные постройки. Изучение геодинамических условий локализации рифогенных построек позволяет делать обоснованный прогноз особенности локализации рифогенных массивов и проводить детальный структурный анализ, прогнозируя особенности их строения и условия локализации зон, повышенных значений фильтрационно-емкостных свойств, так как со многими рифогенными постройками восточного борта Камско-Кинельской системы связаны многочисленные месторождения нефти представляющие собой сателлиты одного из крупнейших – Ромашкинского месторождения нефти.

Выделенные типы известняков закономерно чередуются в разрезе, при этом наиболее нефтенасыщенными являются комковатые известняки и трещиноватые сильно перекристаллизованные известняки, разделенные пластинами умеренно перекристаллизованных известняков.

Учитывая характер распределения углеводородов в этих известняках и ритмичное чередование пластин различной степени механической проработанности можно предположить, что комковатые известняки являются аккумуляторами углеводородов, своеобразной губкой, которая под воздействием периодических геодинамических нагрузок перераспределяет углеводороды в микротрещиноватые участки по принципу «аккордеона». При этом миграция флюидов осуществляется через умеренно перекристаллизованные пластины с капиллярной проницаемостью, фильтрующие в основном легкие углеводороды.

Предложенная модель перераспределения углеводородов в толщах фаменских рифовых сооружений известняков позволяет объяснить их неравномерное распределение по разрезу пластов и прогнозировать наличие наиболее нефтенасыщенных горизонтов, что особенно важно при проектировании заложения направленных горизонтальных стволов по зонам максимальных фильтрационных свойств продуктивных горизонтов.

## Литература

- Антропов И.А., Батанова Г.П. Нефтеносность девона востока Татарии. *Стратиграфия*. Тр. КФАН СССР. Сер. Геол. 1960. Вып. VI. Т. 1.
- Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. *Тектоника Татарстана*. Изд-во КГУ. 2003.
- Бисселл Г.Д., Чилингар Д.В. Классификация осадочных карбонатных пород. *Карбонатные породы*. М.: Мир. 1970. 87-164.
- Изотов В.Г. Эволюция докембрийских породных комплексов востока Русской плиты. *Кристаллический фундамент Татарстана и проблемы его нефтегазоносности*. Казань. «Дента». 1996. 134-145.
- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М., Волков Ю.В., Прыгунов О.А. Условия формирования и типизация коллекторов турнейского яруса Татарского свода. *Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений*. Мат-лы II литолог. совещ. Сыктывкар: Геопринт. 2001. 140-142.
- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Геодинамические условия формирования и особенности строения барьерных рифовых цепей Татарского свода. Мат-лы VI Уральского литологического совещания. *Карбонатные осадочные последовательности Урала и сопредельных территорий*. Екатеринбург. Изд-во ИГГ УрО РАН. 2004. 62-63.
- Мкртчян О.М. *Закономерности размещения структурных форм на востоке Русской плиты*. М.: Наука. 1980.
- Тихий В.Н. и др. *Волго-Уральская нефтеносная область. Девонские отложения*. Тр. ВНИГРИ. Л.: Гостоптехиздат. Вып. 106. 1937.

А.Г. Баранова<sup>1</sup>, В.В. Андреева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ГУП "НПО Геоцентр РТ", Казань  
<sup>2</sup>ОАО «Татнефть» ТГРУ НПЦ «Запасы», Казань  
 gurgeocentr@i-set.ru

# ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕНОСНОСТИ КАШИРСКОГО ГОРИЗОНТА КАК ПОТЕНЦИАЛЬНОГО ОБЪЕКТА РАЗРАБОТКИ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ АКАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Каширский горизонт в нефтедобывающих районах РТ имеет повсеместное распространение. Нефтенасыщенность его продуктивных пластов, определенная по данным ГИС на ряде месторождений, доказана испытанием в колонне. На Аканском месторождении в толще горизонта выделяется несколько продуктивных пластов, имеющих сложное строение, каждый из которых требует качественной и количественной оценки с позиции участия его в строении каширского нефтемещающего резервуара. Были определены мощности и количество эффективных прослоев, а также коллекторские свойства каждого из них. Наиболее перспективным является каширский второй пласт. Следующими по перспективности можно выделить каширский первый и третий пласты. Наименее перспективным является каширский четвертый пласт. Условия распространения, литофациальные изменения, колебание эффективных толщин имеют первостепенное значение для оценки запасов и выбора системы разработки каширских продуктивных пластов.

Каширский горизонт в нефтедобывающих районах РТ имеет повсеместное распространение. Нефтенасыщенность его продуктивных пластов, определенная по данным ГИС на ряде месторождений, доказана испытанием в колонне, т.е. каширский горизонт является перспективным для поисков и открытия в нем залежей нефти (Дахнов, 1982). При разведке месторождений керн из интервала его залегания, как правило, не отбирался, поэтому данные ГИС являются основным источником для познания особенностей строения горизонта в целом и его продуктивных интервалов.

На Аканском месторождении в толще горизонта выделяется несколько продуктивных пластов, имеющих сложное строение. Каждый из пластов представляет собой пачку переслаивающихся плотных и пористо-проницаемых прослоев. Количество эффективных прослоев и их толщины от скважины к скважине изменяются. Каждый из пластов требует качественной и количественной оценки с позиции участия его в строении каширского нефтемещающего резервуара (Геофизические методы..., 1983).

В процессе выполнения данной работы авторы попытались проследить распространение продуктивных пластов и эффективных пропластков внутри каждого из них по всем скважинам Аканского месторождения, имеющим необ-

ходимые материалы ГИС. Так, например, каширский первый пласт ( $C_{2кш1}$ ), залегающий в основании горизонта, прослеживается во всех скважинах, представленных на схеме корреляции (Рис. 1).

Однако предполагаемые эффективные прослои выделяются только в нескольких из них.

Аналогичную картину можно наблюдать при прослеживании остальных пластов каширского горизонта ( $C_{2кш2}$ ,  $C_{2кш3}$ ,  $C_{2кш4}$ ,  $C_{2кш5}$ ) и их эффективных прослоев. Были

подсчитаны суммарные мощности выделенных эффективных прослоев (Табл.).

Из представленной таблицы видно, что мощность и количество эффективных прослоев меняется от скважины к скважине. Также были определены коллекторские свойства каждого из эффективных прослоев, произведено срав-

№№ скв	Суммарная эффективная мощность (м)/количество эффективных прослоев				
	$C_{2кш1}$	$C_{2кш2}$	$C_{2кш3}$	$C_{2кш4}$	$C_{2кш5}$
5	3,2/1	2/1	5,8/3	3,5/2	-
3	3/2	2/1	-	3,8/1	-
2	-	-	3,6/2	3/2	-
7	0,4/1	0,8/1	2,6/2	3,6/2	-
10	2/1	2/1	3,4/2	3/2	-
12	4,2/3	4,8/2	9,4/6	1,4/1	-
11	2,8/1	2,2/2	-	-	-
15	-	2,6/3	-	-	-
16	1,6/1	1,6/1	9,6/4	-	-
14	9,2/2	6,8/3	12,8/3	-	-
1	-	2/1	2/1	2/1	-

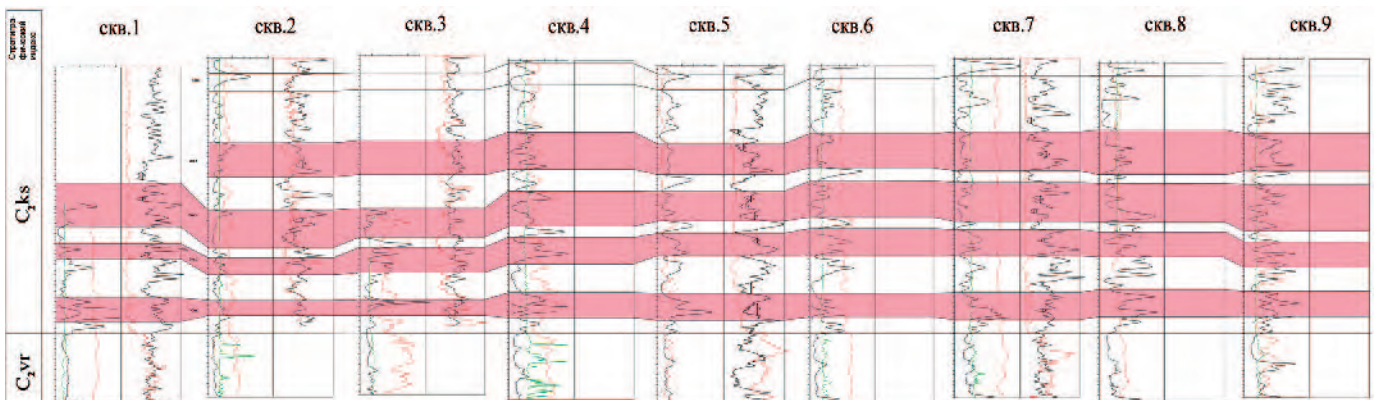


Рис. 1. Аканское месторождение. Схема корреляции отложений каширского горизонта.

## Коллектив Научно-производственного центра ресурсов подземных вод



Сидят (слева направо): Жаркова Вера Ивановна – начальник отдела оценки состояния подземных вод, Поляков Станислав Иванович – зам. ген. директора ГУП «НПО Геоцентр РТ», директор НПЦ Ресурсов подземных вод, Щеголева Татьяна Анатольевна – зам. начальника отдела запасов подземных вод.

Стоят (слева): Гильмутдинова Талия Талиповна – гидрогеолог, Демченко Альфия Ревовна – гидрогеолог I кат., Демченко Василий Васильевич – гидрогеолог I кат., Усманова Наталья Николаевна – зам. начальника отдела оценки состояния подземных вод, Колодешников Анатолий Владимирович и Артемова Евгения Борисовна – гидрогеологи I кат.

нение выделенных пластов по геофизическим параметрам (Жданов, 1967). Наиболее перспективным является каширский второй пласт, имеющий от 1 до 3-х эффективных прослоев, суммарная эффективная мощность которых колеблется от 0,8 м до 6,8 м.

Следующими по перспективности можно выделить каширский первый и третий пласты. Каширский первый пласт, также как и второй, имеет от 1 до 3-х эффективных прослоев. Их суммарная эффективная мощность меняется в пределах от 0,4 до 9,2 м. Однако по сравнению с каширским вторым пластом первый и третий пласты имеют эффективные прослои в меньшем количестве скважин. Каширский третий пласт имеет самое большое количество эффективных прослоев – от 1 до 6, с суммарными эффективными мощностями от 2 до 12,8 м.

Наименее перспективным является каширский четвертый пласт с количеством эффективных прослоев 1 – 2 и суммарной эффективной мощностью 1,4 – 3,8 м. Это обусловлено литофациальной изменчивостью внутри каширских пластов, которая определяется текстурно-структурными свойствами пород, а также их вещественным составом.

Значительную роль в литофациальной изменчивости играют вторичные процессы перекристаллизации, кальцитизации и отчасти доломитизации. В связи с этим усло-

вия распространения, литофациальные изменения, колебание эффективных толщин имеют первостепенное значение для оценки запасов и выбора системы разработки каширских продуктивных пластов.

### Заключение

На Аканском месторождении для каширского горизонта были определены мощности, количество эффективных прослоев, а также коллекторские свойства каждого из них.

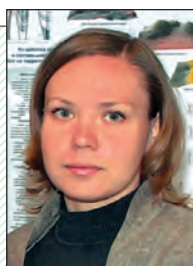
Условия распространения, литофациальные изменения, колебание эффективных толщин имеют первостепенное значение для оценки запасов и выбора системы разработки каширских продуктивных пластов.

Проведенные исследования позволяют сделать предположения о возможной перспективности каширских пластов на других месторождениях, при условии получения близких результатов геофизических исследований скважин к данным, полученным на Аканском месторождении.

### Литература

- Геофизические методы исследования скважин.* Справочник геофизика/под ред. В.М. Запорожца. М.: Недра. 1983.
- Дахнов В.Н. *Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин.* Учебник для ВУЗов. М.: Недра. 1982.
- Жданов М.А., Лисунов В.Р., Гришин Ф.А. *Методика и практика подсчета запасов нефти и газа.* М.: Недра. 1967.

*Анна Геннадьевна Баранова*  
Ведущий геофизик ГУП «НПО Геоцентр РТ», отдел моделирования. Область научных интересов: перспективы нефтеносности нетрадиционных и малоисследованных продуктивных пластов каменноугольного разреза по данным ГИС.



*Валентина Валентиновна Андреева*

Геофизик 2 категории ОАО «Татнефть» ТГРУ НПЦ «Запасы». Область научных интересов: перспективы нефтеносности нетрадиционных и малоисследованных продуктивных пластов каменноугольного разреза по данным ГИС.



## Коллектив Территориального центра мониторинга геологической среды Республики Татарстан (ТНЦ «Геомониторинг РТ»)



Осуществляет ведение государственного мониторинга геологической среды Республики Татарстан (Государственный мониторинг подземных вод; Государственный мониторинг экзогенных геологических процессов):

- Организация и ведение локального мониторинга по договорам с недропользователями;
- Создание тематических карт геолого-гидрогеологического и экологического содержания в электронном виде на основе ГИС-технологий;
- Создание цифровых моделей и автоматизированных систем мониторинга геологической среды для недропользователей;
- Разработка географических информационных систем и баз данных.
- Создание, методическое сопровождение, заполнение и ведение электронных геоэкологических паспортов месторождений углеводородов для нефтяных компаний и других недропользователей;
- Проектирование и создание локальных систем геоэко-

## Коллектив административно-управленческого персонала ГУП «НПО Геоцентр РТ»



Главный бухгалтер Ванеева З.В.; (слева) юрист Тимофеев С.В., главный специалист Рощина С.А., ведущий специалист Мономахова В.Н., бухгалтеры: Гафиатуллина Р.М. и Щеголева С.Н.

Сидят (слева направо): Полякова Н.В. – начальник отдела ведения мониторинга подземных вод, Межуева В.М. – вед. специалист, Бубнов Ю.П. – зам. Генерального директора, директор ТНЦ «Геомониторинг РТ».

Стоят (слева направо): Чукавина М.П. – старший инженер-гидрогеолог, Мухаметшина Р.Х. – вед. специалист, Калмыкова З.Г. – геолог I категории, Антонов А.В. – вед. специалист, Беленко О.В. – геолог I кат., Медведев Д.А. – вед. специалист, Лицов А.Н. – водитель, Горбунов С.А. – геолог 2 кат., Хайдарова А.Т. – вед. специалист, Широнова Л.Е. – гидрогеолог, Можаяев И.В. – специалист по программированию, Давыдов Р.Н. – нач. отдела мониторинга экзогенных геологических процессов.

логического мониторинга на участках недропользования.

Научно-техническая продукция:

- Банк данных и электронные карты мониторинга геологической среды Республики Татарстан;
- Государственный водный кадастр (ГВК) и Государственный учет вод (ГУВ);
- Оценка воздействия на окружающую среду объектов недропользования (ОВОС);
- Оценка и контроль состояния очагов загрязнения подземных вод, состояния трубопроводов с прогнозом зон поражения и схемами альтернативных источников водоснабжения;
- Экологическая документация объектов выполненная в соответствии с требованиями современных нормативных актов.

