

## УНИКАЛЬНОЕ РОМАШКИНСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ ТАТАРСТАНА – НЕИССЯКАЕМЫЙ ИСТОЧНИК ПРИРОСТА ЗАПАСОВ НЕФТИ

Извечный спор между сторонниками органической и неорганической теории происхождения нефти является одним из двигателей геологоразведочного прогресса. «Органики» утверждают, что нефть имеет биогенное происхождение и на территории Татарстана образовалась за счет нефтегенерирующей доманиковой толщи, «неорганики» – что запасы нефти пополняются за счет первичного материала глубинного происхождения, прорвавшегося в земную кору.

Анализ закономерностей размещения мелких нефтяных залежей по площади и разрезу осадочного чехла в пределах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции указывает на тесную связь нефтеносности осадочного чехла с блоковым строением кристаллического фундамента. Локальные поднятия осадочного чехла располагаются над центральной или краевой частями блоков. Все залежи Южно-Татарского свода, выявленные в терригенных девонских отложениях, контролируются разломами, секущими кристаллический фундамент и осадочный чехол. О доминирующей вертикальной восходящей миграции углеводородов при формировании залежей нефти в палеозойском комплексе еще в 60-е годы писали К.Б. Аширов, К.Р. Чепиков и др. на основе изучения растительных микроостатков нефти.

В 1943 г. получением на Шугуровском участке нефти из среднекаменноугольных отложений ознаменовалось открытие гигантского многопластового Ромашкинского нефтяного месторождения. В 1945 г. нефть получена из нижнекаменноугольных, а в 1948 г. – из девонских терригенных отложений. Открытие и освоение этого месторождения явилось большим вкладом нефтяников Татарстана в мировую нефтяную науку. На этом месторождении впервые в широком масштабе успешно применены передовые методы разведки и подготовки к освоению запасов нефти.

В разрезе месторождения в девонских и каменноугольных отложениях установлена нефтеносность 22 горизонтов, из которых 18 относятся к промышленно-нефтеносным. Всего к настоящему времени на месторождении выявлено более 400 залежей. Наиболее значимыми по величине запасов являются залежи нефти девонского терригенного комплекса (в пашийском и кыновском горизонтах), на долю которых приходится около 70% разведанных запасов. В терригенных нижнекаменноугольных отложениях содержится более 15% разведанных запасов нефти месторождения.

Таким образом, уникальное Ромашкинское месторождение является полигоном для изучения современных процессов, происходящих в глубинных условиях. На Ромашкинском месторождении проводятся научные исследования и опытно-промышленные работы: огромное внимание уделяется изучению кристаллического фундамента; выявлению зон разуплотнения в фундаменте; проводятся глубинные сейсмические исследования и параметричес-

кое бурение; многолетние исследования анализа динамики разработки позволили выделить скважины с аномальными дебитами; с целью определения путей миграции нефти проводились геохимические исследования нефти и т. д.

Одним из факторов уникальности Ромашкинского месторождения геологи-нефтяники считают «восполняемость» запасов нефти. Как показывает практика, по мере увеличения и накопления информации по изученности количество оцененных и промышленных запасов нефти непрерывно возрастает, несмотря на возрастание добычи нефти. Установлено, что накопленная добыча нефти по ряду площадей Ромашкинского месторождения значительно превышает ранее утвержденные запасы.

Одни специалисты связывают этот феномен с некорректным подсчетом запасов, другие – с подтоком или подпиткой за счет притока углеводородов по скрытым трещинам и разрывам из глубин кристаллического фундамента. Решение этих проблем тесно связано с извечным спором об органическом и неорганическом происхождении нефти.

С целью выявления признаков подтока и процессов формирования нефтеносности Ромашкинского месторождения проведены геохимические исследования нефти из аномальных зон пашийско-кыновских отложений и их сопоставление с нефтью из выше- (бобриковско-тульских) и нижезалегающих (живетских) отложений, а также битумоидов из нижезалегающих отложений (кристаллический фундамент). Проведенные исследования (Каюкова и др., 2004) позволили разделить нефти на три группы: нефти верхнедевонских и нижнекаменноугольных отложений, генерированы в морских восстановительных условиях бассейна карбонатной седиментации; нефтегенерирующими породами в среднедевонских, живетских и архейско-протерозойских отложениях являлись глинистые материалы; нефти аномальных зон – смесь углеводородов из разных источников (карбонатных и глинистых).

По мнению исследователей характерные особенности состава нефти пашийско-кыновских отложений указывают на подток в некоторых скважинах аномальных зон легкой нефти из живетского комплекса, в некоторых скважинах в районе Миннибаевской площади анализ биомаркеров нефти показывает о наличии нисходящего подтока нефти из пашийских отложений в живетские, что объясняется или созданием различных гидродинамических режимов при разработке, или переформированием залежей на определенных этапах тектогенеза.

Группой авторов (Муслимов, 2004) также были выделены косвенные признаки, подтверждающие наличие подтока глубинной нефти по Алтунино-Шунакскому прогибу в девонские терригенные отложения Ромашкинского месторождения (Рис. 1.): плотность пластовой нефти на близ расположенных к прогибу площадях по статистичес-

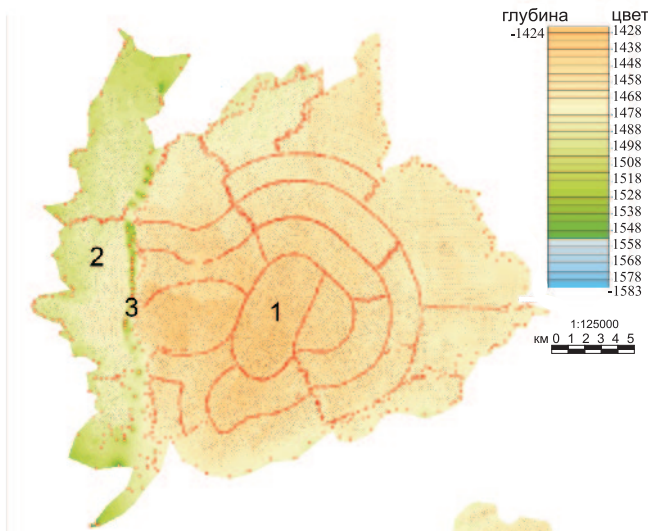


Рис. 1. Структурная поверхность по терригенным девонским отложениям. Месторождения: 1 – Ромашкинское, 2 – Ново-Елховское, прогиб: 3 – Алтунино-Шунакский.

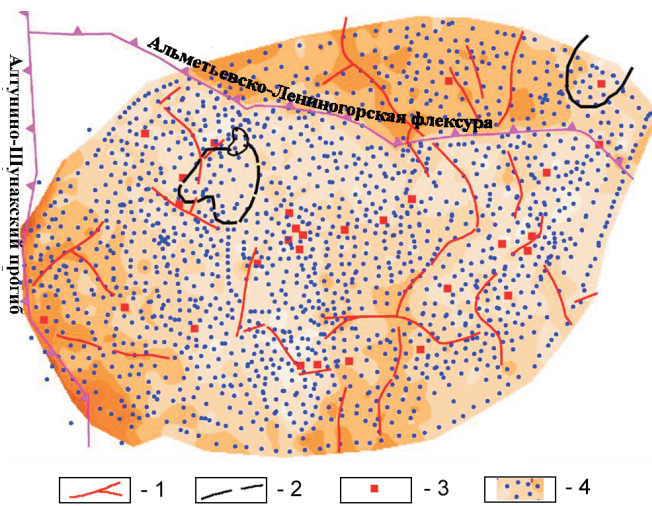


Рис. 2. Ромашкинское месторождение. Миннибаевская площадь. 1 – осевые зоны девонских грабенообразных прогибов, 2 – залежи нефти в живецких отложениях (пласты Д<sub>III</sub>, Д<sub>IV</sub>), скважины: 3 – пробуренные со вскрытием терригенных девонских отложений, 4 – с аномально высокими дебитами и максимальной накопленной добычей.

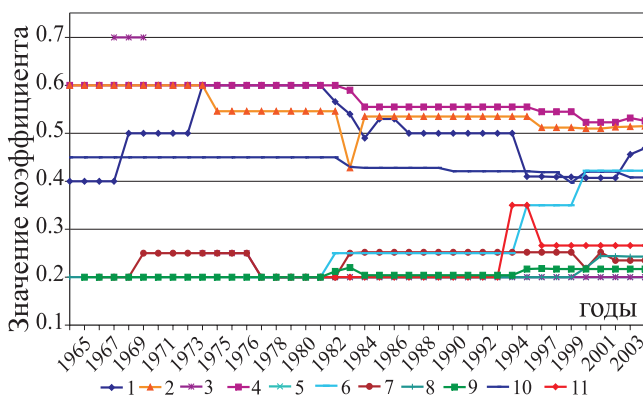


Рис. 3. Ромашкинское месторождение. Динамика изменения коэффициента извлечения нефти. Ярус, горизонт: 1 – живецкий, 2 – кыновский, 3 – заволжский, 4 – пашийский, 5 – семилукско-бурегский, 6 – тульский, 7 – фаменский (данково-лебедянский), 8 – турнейский, 9 – бакирский+верейский + серпуховский, 10 – бобриковский, 11 – алексинский.

кой выборке меньше (0,803 г/см<sup>3</sup>), чем на удаленных (0,807 г/см<sup>3</sup>); температура насыщения пластовой нефти парафином более высока ближе к прогибу (24,6 и 22,0 °С соответственно); коэффициенты светопоглощения нефти минимальные ближе к прогибу; наблюдаются аномально высокие дебиты и накопленная добыча по скважинам близ расположенным к прогибу. Следует оговориться, что авторами были проанализированы среднеарифметические величины на разных площадях по скважинам (Рис. 2).

Анализ же параметров, проведенный конкретно по скважинам, показывает:

– Плотность нефти и дебиты, накопленная добыча не зависят от удаленности скважины от Алтунино-Шунакского прогиба (Хамидуллин и др., 2001). В частности, плотность нефти при 20° С в кыновско-пашийских отложениях колеблется от 0,8585 до 0,8871 г/см<sup>3</sup> (в среднем 0,7896) в центральной части Ромашкинского месторождения, на близрасположенных к прогибу площадях – от 0,8665 до 0,8854, в среднем, например, на Миннибаевской площади составляет 0,8854 г/см<sup>3</sup>.

– Аномально высокодебитные скважины соседствуют с низкодебитными, и их расположение не подчиняется линейной приуроченности к зонам прогибов (Рис. 2).

– Если «подток» углеводородов происходит из кристаллического фундамента в терригенные кыновско-пашийские отложения, то почему нефть не заполняет ловушки в воробьевско-живецких отложениях, занимающих промежуточное положение между фундаментом и кыновско-пашийскими отложениями и которые характеризуются лучшими коллекторскими свойствами и имеют мощные глинистые покрышки мулинского и ардатовского горизонтов?

– За более чем 55-летний период разработки и эксплуатации Ромашкинского месторождения явных прямых признаков «подтока» нефти из фундамента не выявлено.

Изучение кристаллического фундамента в 32 скважинах в целом на территории Татарстана позволило выяснить особенности строения гранитного слоя, провести сопоставление разрезов, исследовать геотермические и гидродинамические условия залегания разуплотненных зон. Анализ результатов исследований в процессе бурения 121 объекта в фундаменте с помощью испытателей пластов на трубах, с целью оценки приточности и насыщенности показал, что 71 объект является бесприточным, 24 – слабо приточным, в 26 случаях получены притоки фильтрата пластовой жидкости, воды или глинистого раствора без признаков углеводородов.

Несмотря на то, что в газах зафиксированных станцией ГТИ в процессе бурения кристаллического фундамента наблюдаются соотношения гомологов метана, характерные для растворенных нефтяных газов осадочной толщи Татарстана (Плотникова и др., 1998), залежей нефти в кристаллическом фундаменте на территории не выявлено, несмотря на целенаправленное изучение фундамента с целью оценки нефтегазового потенциала.

Таким образом, парадокс увеличения запасов нефти при каждом последующем подсчете и при возрастании добычи нефти объясняется несовершенством учета запасов, поскольку прямые признаки «подтока» нефти из кристаллического фундамента не выявлены.

При подсчете запасов нефти используются ряд математических статистических методов. Вопрос о правильном их применении неоднократно обсуждался в литера-

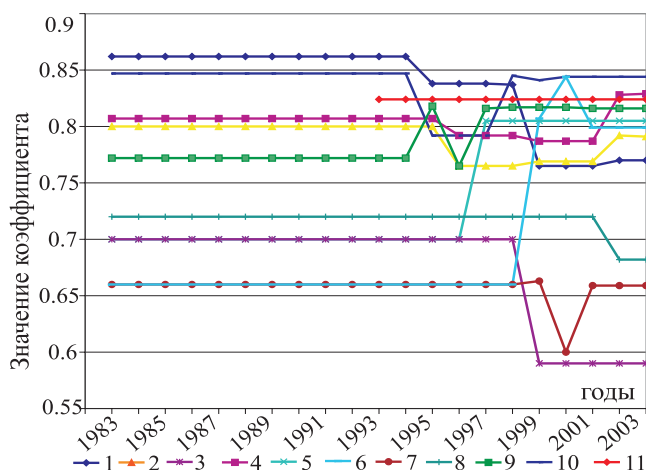


Рис. 4. Ромашкинское месторождение. Динамика изменения нефтенасыщенности. Ярус, горизонт: 1 – живецкий, 2 – кыновский, 3 – заволжский, 4 – пашийский, 5 – семилукско-бурегский, 6 – тульский, 7 – фаменский (данково-лебедянский), 8 – турнейский, 9 – башкирский + верейский + серпуховский, 10 – бобриковский, 11 – алексинский.

туре. Некоторые подходы, допущения и упрощения приводят к ошибкам, которые трудно выявить и оценить.

Ромашкинское месторождение открыто в 1948 году. Утверждение запасов нефти живецких отложений впервые проведено в 1954 г. В 1965 г. при пересчете запасы

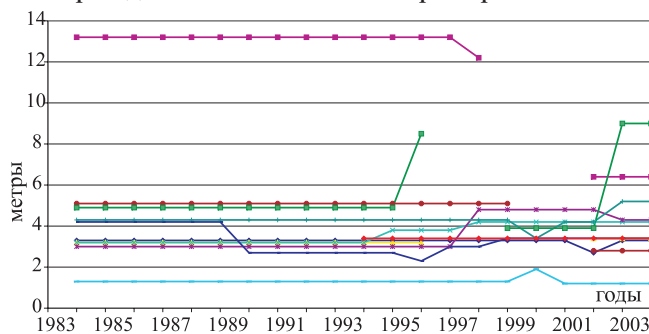


Рис. 5. Ромашкинское месторождение. Динамика изменения эффективной нефтенасыщенной толщины. Обознач. – см. рис. 4.

уменьшились ввиду сокращения площади нефтеносности. В 1999 г. проведена переоценка запасов из категории  $C_1$  в категорию  $C_2$ . В 2002 г. выявлены новые залежи, в результате получен прирост ввиду увеличения площади.

Запасы нефти пашийского горизонта утверждены в 1954 г. К 1965 г. увеличена площадь нефтеносности на 5,1%, эффективная нефтенасыщенная толщина – на 2,7%, нефтенасыщенность – на 4%. В 1968, 1975, 1976 гг. проведен перевод запасов нефти из отложений пашийского горизонта на отложения кыновского. Далее пересчет запасов нефти

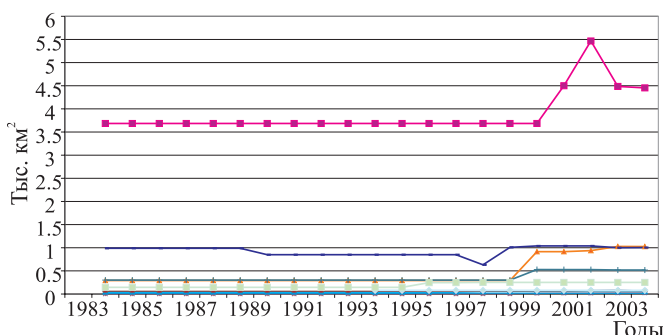


Рис. 6. Ромашкинское месторождение. Динамика изменения площади нефтеносности. Обозначения – см. рис. 4.

пашийского и кыновского горизонтов привел к увеличению запасов, вследствие расширения площади нефтеносности. При пересчете в 2004 г. также запасы увеличились из-за увеличения площади, КИН и др. параметров.

Запасы залежей нефти девонского карбонатного комплекса (фаменского, данково-лебедянского, елецкого, заволжского горизонтов) впервые учтены в 1967 г. Запасы нефти в семилукско-мендымских отложениях впервые подсчитаны в 1978 г. по категории  $C_2$ . Лишь в 1998 г. началась разработка этих отложений.

Изучение бобриковского горизонта и турнейского яруса началось в 1958 – 1963 гг., с 1970 г. – разбуривание наиболее подготовленных залежей бобриковского горизонта.

Впервые запасы верейско-серпуховских отложений утверждены в 1946 г. в пределах Шугуровского участка. В 1983 г. утверждены запасы в серпуховско-верейско-башкирских отложениях. В 1996 г. ввиду пересчета увеличились площадь, коэффициент извлечения нефти и другие параметры.

Детальный анализ подсчетных параметров Ромашкинского месторождения (Рис. 3, 4, 5, 6) за последние 20 лет показал, что суммарная по горизонтам площадь нефтеносности увеличилась на 38%, суммарная эффективная нефтенасыщенная толщина – на 41%, также значительно увеличились коэффициенты нефтенасыщенности, пористости, извлечения нефти.

Проведенные исследования позволяют отметить, что снижение кондиционных значений пород-коллекторов и изменение в связи с этим представлений о геологической модели месторождения приводит к увеличению балансовых запасов не только пашийского и кыновского горизонтов, но и в целом запасов нефти Ромашкинского месторождения, а следовательно, увеличиваются и извлекаемые запасы нефти, и сроки разработки месторождения.

## Литература

Каюкова Г.Н., Миннигалева А.М. и др. Геохимические аспекты процессов формирования нефтеносности Ромашкинского месторождения. *Сб. материалов V Конгресса нефтегазопромышленников России*. Казань: «Новое знание». 2004.

Муслимов Р.Х. *Новый взгляд на перспективы развития супергигантского Ромашкинского нефтяного месторождения в завершающей стадии разработки*. Казань: «Новое знание». 2004.

Плотникова И.Н., Хайретдинов Р.Ш. и др. Основные результаты геолого-геофизических исследований кристаллического фундамента в интервале 5524 – 5809 м скв. 20009 Ново-Елховской. Казань: «Новое знание». 1998.

Хамидуллин Ф.Ф., Амерханов И.И., Гибадуллин А.А. *Реологические свойства нефтей и водонефтяных эмульсий на месторождениях Республики Татарстан*. Справочник. Бугульма. ГУП «Бугульминская типография». 2001.

## Венера Гильмеахметовна Базаревская

Зав. отделом поисковой и разведочной геологии ТатНИПИнефть. Канд. геол.-мин. наук. Область научных интересов – изучение геологического строения территорий с целью выявления залежей УВ и поиск путей повышения эффективности поисково-разведочных работ как в пределах Татарстана, так и в Дальнем и Ближнем Зарубежье, перспективы восполнения промышленных запасов нефти. Автор более 70 научных статей.

