

# научно-технический журнал Георесурсы

4(54) 2013



70 лет  
НЕФТИ  
ТАТАРСТАНА



Итоги Международной научно-практической конференции  
«Проблемы повышения эффективности разработки  
нефтяных месторождений на поздней стадии»  
(Казань, 4-6 сентября 2013 г.)

- Казанский (Приволжский) федеральный университет
- Министерство экологии и природных ресурсов Республики Татарстан
- Академия наук Республики Татарстан
- Татарское геологоразведочное управление ОАО «Татнефть»

## Редакционная коллегия:

**Главный редактор** – Анатолий Владиславович Христофоров, e-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru)

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

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

## Редакционный совет:

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

## Группа маркетинга и дизайна:

Заместитель главного редактора: Дарья Христофорова e-mail: [Daria.Khr@mail.ru](mailto:Daria.Khr@mail.ru)

Руководитель редакционной группы: Ирина Абросимова  
 Верстка и дизайн: Артем Люкшин  
 Специалист pr/press: Александр Николаев  
 Работа с клиентами: Елена Жукова

### Адрес редакции:

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
 Кремлевская 16а, офис 118, Казань, 420008, Россия  
 Тел: +7 843 2924454, +7 937 7709846  
 Факс: +7 843 2924454

[www.georesources.ksu.ru](http://www.georesources.ksu.ru) e-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru)

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

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

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

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

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

Подписано в печать 01.11.2013. Тираж 1000  
 Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная  
 420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848  
 e-mail: [114848@mail.ru](mailto:114848@mail.ru)

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

*Специальный номер, организованный по итогам Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии» (Казань, 4-6 сентября 2013 г.)*

### На обложках

РЕШЕНИЕ Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии»

### Статьи

#### Р.Х. Муслимов

Пути повышения эффективности использования углеводородного потенциала в условиях прогнозируемого для РФ ухудшения конъюнктуры мирового рынка ..... 6

#### А.А. Боксерман, П.А. Гришин, А.В. Исаева, В.И. Ткачук, С.С. Уразов, А.С. Ушакова, А.А. Цуканов

Необходимость восстановления государственной программы развития и внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи и ее экономического стимулирования ..... 12

#### О.М. Прищепа, О.Ю. Аверьянова, А.М. Жарков

Нефтегазоносные отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах ..... 18

#### А.В. Шпильман, И.П. Толстолыткин

Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-ЮГРЫ ..... 23

#### Е.Б. Грунис, С.Л. Барков

Проблемы и пути реализации инновационного комплексирования геолого-геофизических исследований на поздней стадии разработки месторождений ..... 28

#### Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, И.Н. Хакимзянов, Д.Т. Киямова

Поиск альтернативных вариантов по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на Коробковском участке Бавлинского месторождения с использованием геолого-технологической модели ..... 36

#### Р.Х. Муслимов

Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития экономики (на примере Республики Татарстан) ..... 45

#### А.Т. Панарин

Новые подходы к технологии разработки на поздней стадии ..... 54

#### Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская, Т.И. Тарасова, Н.А. Бадуртдинова, А.Н. Мартынов, Е.Н. Дулаева

Определение трещиноватости в карбонатных отложениях с целью выбора оптимального заложения горизонтальных скважин ..... 58

#### В.А. Трофимов

Кардинальное решение вопроса повышения нефтеотдачи «старых» месторождений – добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов ..... 65

#### А.Я. Хавкин, В.Г. Изотов, Л.М. Ситдикова, Е.Ю. Сидорова

Роль минеральных нанофаз для эффективной разработки нефтяных месторождений на поздней стадии ..... 68

#### И.А. Дьячук, Е.В. Князева, Н.С. Кутуков

Анализ временной остановки эксплуатационных скважин на завершающей стадии разработки и приблизительная оценка скорости накопления остаточной нефти ..... 72

## Executive Board:

**Editor in Chief** – Anatoly Khristoforov  
e-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru)

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

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

## Advisory Board:

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

## Editorial Office:

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

## Editorial address:

Kazan (Volga region) Federal University  
Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia  
Phone: +7 843 2924454, +7 937 7709846  
Fax: +7 843 2924454  
[www.georesources.ksu.ru](http://www.georesources.ksu.ru). e-mail: [mail@geors.ru](mailto:mail@geors.ru)

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

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

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

The Journal is issued 4 times a year  
Circulation: 1000 copies  
Issue date: 01.11.13  
Printed by «Izdatelsky Dom  
«Kazanskaya Nedvizhimost», JSC  
Sibirsky Tract Street 34, Kazan, 420029, Russia  
build. 4, off. 324. Phone/Fax: +7 843 5114848  
e-mail: [114848@mail.ru](mailto:114848@mail.ru)

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

*Special issue dedicated to the International Scientific  
and Practice Conference "The problems of increasing  
the efficiency of oil fields in the late stage" (Kazan, Russia, 4-6 September 2013)*

## articles

### R.Kh. Muslimov

Ways to improve the efficiency of hydrocarbon potential  
in terms of projected deterioration of world market environment  
for the Russian Federation ..... 6

### A.A. Bokserman, P.A. Grishin, A.V. Isaeva, V.I. Tkachuk, S.S. Yrazov, A.S. Ushakova, A.A. Tcukanov

The necessity to restore the State Program of development  
and implementation of modern methods  
of enhanced oil recovery and its economic stimulation ..... 12

### O.M. Prischepa, O.Yu. Averyanova, A.M. Zharkov

Oil and gas deposits of Domanic type – a reserve to maintain  
hydrocarbons production in commercially developed areas ..... 18

### A.V. Shpilman, I.P. Tolstolytkin

Ways of implementation of oil production potential  
of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra ..... 23

### E.B. Grunis, S.L. Barkov

Problems and ways to implement innovative complexation  
of geological and geophysical studies in the late stages  
of field development ..... 28

### R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, I.N. Khakinzyanov, D.T. Kiyamova

Search for alternatives to improve the efficiency  
of wells operation with horizontal end at Korobkovsky  
and Bavlinsky fields using geotechnical model ..... 36

### R.Kh. Muslimov

Enhancing the role of non-conventional hydrocarbon deposits  
for long-term sustainable economic development  
(on the example of the Republic of Tatarstan) ..... 45

### A.T. Panarin

New approaches to the development technology  
in the late stage ..... 54

### R.S. Hisamov, V.G. Bazarevskaya, T.I. Tarasova, N.A. Badurtdinova, A.N. Martinov, E.N. Dulaeva

Determination of fracturing in carbonate deposits in order  
to select the optimal location of horizontal wells ..... 58

### V.A. Trofimov

Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of «old»  
fields – oil production directly from the oil-bearing channels ..... 65

### A.Y. Havkin, V.G. Izotov, L.M. Sitdikova, E.U. Sidorova

The role of mineral nanophases for efficient development  
of oil fields at the late stage ..... 68

### I.A. Diachuk, E.V. Knyazeva, N.S. Kutukov

Analysis of the temporary shutdown of production wells  
in the final stages of development and the approximate estimate  
of the rate of residual oil accumulation ..... 72

**Продолжение материала «РЕШЕНИЕ Международной научно-практической конференции «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии»**

Сегодня в отрасли накоплен большой опыт применения МУН. Основные результаты следующие:

1. Сама технология разработки залежей методом заводнения обуславливает широкое применение физико-химических МУН, а в комплексе с современными физическими МУН, основанными на волновых методах, существенно расширяет область применения последних.

2. Технологий МУН, апробированных и внедренных в промышленность, весьма много и они продолжают создаваться. Насчитывается более 130 технологий, реализуемых на добывающих, и более 100 на нагнетательных скважинах. Большинство из них – это совершенствование первичных (базовых) методов, которых насчитывается около 50.

3. До настоящего времени третичные МУН применялись в основном на высокопродуктивных коллекторах, поэтому до настоящего времени основные МУН применяются для повышения нефтеотдачи активных запасов.

4. Пока ещё недостаточно эффективных технологий повышения нефтеотдачи ТЗН. В отличие от активных запасов они характеризуются многообразием строения, условий залегания и свойств насыщенных флюидов. Во всех этих типах коллекторов большое значение для фильтрации имеют трещины и характер связей трещин и матрицы. Об этом говорят низкие коэффициенты вытеснения.

5. Особо следует отметить, что в настоящее время отсутствуют достаточно эффективные технологии повышения нефтеотдачи для техногенно измененных в процессе разработки участков залежей и пластов, связанных с изменением напряженного состояния и необратимыми (а иногда и обратимыми) деформациями, ухудшением свойств остаточных нефтей (утяжеление, осернение, биодеградация, окисление, повышение вязкости и температуры насыщения парафином), кристаллизацией парафина при переохлаждении пластов и выпадением АСПО в призабойной зоне пласта.

6. Лучшие результаты достигаются при применении технологий, разработанных специалистами, адаптированными к геологическим условиям региона и непременно при научном сопровождении их внедрения авторами.

Проведена дискуссия по поставленным в программе конференции проблемам на заседании круглого стола.

**В результате обсуждения докладов и обмена мнениями участниками конференции выработаны следующие рекомендации:**

1. Поскольку основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность её разведанными запасами, то необходимо сосредоточить основные усилия нефтяных компаний и научного сообщества на повышении обеспеченности её разведанными запасами не только за счёт ГРП, но и за счёт увеличения КИН, а также за счёт переоценки ресурсов эксплуатируемых месторождений.

2. При планировании ГРП и на всех стадиях подготовки месторождений к проектированию их разработки, обязательно предусматривать оптимальный комплекс исследований, обеспечивающий возможность составления качественных проектных документов в том числе на залежах с ТЗН.

3. Проектирование и внедрение рациональных систем

разработки нефтяных месторождений считать основой поступательного развития нефтяной промышленности. Для реализации этого положения необходимо:

3.1. Организовать дискуссию по формированию критериев и определению принципов рациональной разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях на страницах специализированных журналов.

3.2. Рекомендовать ЦКР «Роснедра» провести по итогам этой дискуссии расширенное заседание, на котором должны быть сформулированы конкретные задачи и основные принципы разработки нефтяных месторождений в современных условиях.

4. Установленный ныне документ ТЭО КИН, являясь укрупненным исследованием, не всегда в достаточной мере учитывает конкретные геологические условия рассматриваемого объекта, что в дальнейшем осложняет решение задач проектирования его разработки. В этой связи просить ГКЗ и ЦКР «Роснедра» изменить существующую практику утверждения КИН. Суть изменения – определять КИН и извлекаемые запасы при составлении проектных документов на разработку месторождения (технологическая схема, проект), установив, что ГКЗ рассматривает и утверждает (или принимает) те значения КИН и извлекаемых запасов, которые обосновываются в утверждённых ЦКР «Роснедра» проектных документах.

5. Существенное ухудшение ресурсной базы развития нефтяной отрасли объективно требует активного применения здесь инноваций и модернизации инфраструктуры управления отраслью.

Повысить роль фундаментальных и прикладных исследований по освоению залежей с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными нефтями. Для этого считать необходимым сосредоточение исследований в основном в крупных университетах (например КФУ). В последних укрепить научную и лабораторную базу для целевых исследований различных видов ТЗН и нетрадиционных УВ, привлекая для организации таких исследований западные сервисные компании.

6. Существенное ухудшение ресурсной базы развития отрасли при одновременном росте потребности в нефти требует целенаправленного проведения работ по созданию и применению новых технологий разработки нефтяных месторождений. Это обуславливает необходимость более дробного деления ТЗН и создание в регионах нефтедобычи классификации нефтяных залежей по степени сложности их освоения, а всё увеличивающиеся запасы остаточных нефтей на действующих месторождениях – классификации остаточных запасов нефти (ОЗН).

7. Для комплексного решения проблем эффективной разработки залежей с ТЗН необходимо осуществлять инновационное проектирование. При этом работу по созданию инновационных методов проектирования следует проводить в 2 этапа. Первый – для мелких и средних месторождений с ТЗН. Второй – для длительно эксплуатируемых, в основном крупных месторождений с выработанностью 80% и более начальных извлекаемых запасов.

8. Одобрить предложения Академии наук РТ:

8.1. О необходимости продолжения работ по созданию

стандарта инновационного проектирования разработки мелких и средних месторождений с ТЗН с дальнейшим утверждением его в ЦКР Роснедр.

8.2. О создании в РТ научного полигона по отработке новых инновационных технологий разработки мелких и средних месторождений с ТЗН, предусматривающих меры государственной поддержки.

9. Для инновационного проектирования важнейшим является применение МУН. Необходимо осуществить следующие меры по совершенствованию внедрения МУН в целом по РФ:

- в регионах составить программы по внедрению МУН на основе количественной оценки различных категорий ТЗН, а также ОЗН;

- внедрение МУН вести в соответствии с проектами, составляя крупные проекты по участкам с различными категориями запасов;

- каждое пятилетие проводить глубокий анализ эффективности применения МУН;

- особое внимание уделять выработке ТЗН и ОЗН в старых районах добычи.

10. При инновационном проектировании исполнителям работ необходимо выполнение следующих исследований:

10.1. Анализ и уточнение принципов рациональной разработки нефтяных месторождений с ТЗН. Для чего провести анализ и обобщение главнейших вопросов разработки нефтяных месторождений с ТЗН, обратив особое внимание на выбор объектов разработки, определение зависимости КИН от УПС и критерии выбора плотности сеток скважин в различных геологических условиях, принципы выбора систем воздействия на залежах, принципы и условия применения МУН для залежей с различными категориями ТЗН, роль ОПЗ в системах разработки месторождений с разными группами ТЗН.

10.2. Исследование влияния современных технологий на текущую и конечную нефтеотдачу для различных геолого-геофизических условий: горизонтальных скважин (ГС) на охват пластов выработкой и величину КИН с оптимизацией размещения и плотности сетки ГС; влияние многозабойных (МЗС) и боковых стволов (БС) на КИН с уточнением технологий выбора участков и скважин для применения этих технологий; влияние ГРП на КИН в различных геолого-геофизических условиях; концептуальные подходы к разработке месторождений с проблемными запасами нефти.

10.3. Создание геолого-фильтрационных моделей месторождений на новой идеологической основе, учитывающих фильтрационные условия осадконакопления и литолого-геохимическое равновесие в системе нефть-коллектор.

10.4. Проектирование системы разработки с учетом новой модели и реальных кондиционных значений пород-коллекторов с учетом опыта разработки аналогичных месторождений.

11. Принять неотложные и масштабные меры по ликвидации отставания и вывода на передовые современные позиции углубленного исследования геологического строения недр (вплоть до наноуровня – «наногеология») для решения насущных проблем воспроизводства минерально-сырьевой базы (ВМСБ) углеводородов, разработки нефтяных месторождений, увеличения КИН и нефтедобычи в ОАО «Татнефть». Для чего:

11.1. На основе опыта разработки Ромашкинского и

других крупнейших месторождений РТ уточнить кондиционные значения и геолого-промысловую классификацию пород-коллекторов, произвести переинтерпретацию записей ГИС по разработанной для условий Ромашкинского месторождения методике.

11.2. Создать новую геологическую модель залежей горизонтов  $D_1, D_0$  Ромашкинского месторождения путем учета новых кондиций, новой классификации пород-коллекторов и детальной корреляции пластов по результатам переинтерпретации кривых ГИС. На этой основе перепроектировать систему разработки с учетом достижений в области новейших технологий.

11.3. Начать работы (НИР и ОПР) по поискам методов извлечения остаточных запасов нефти, прежде всего, на залежах горизонта  $D_1$  Бавлинского, девонских залежей Бондюжского, Первомайского, отдельных площадей Ромашкинского и участков Ново-Елховского месторождений.

11.4. Существенно изменить стратегию применения новых методов разработки – внедрение МУН осуществлять комплексно и системно с учетом изучения особенностей геологического строения залежей (при необходимости – на наноуровне) и в соответствии с проектами.

12. Поскольку контролирующие недропользование органы не в состоянии обеспечить действенный контроль за составлением и реализацией технических проектов, в том числе всех видов исследований пластов и насыщающих их флюидов, рациональной разработки месторождений (контроль технический и технологический, но не формальный) возложить на авторский надзор за выполнением утвержденных ЦКР проектов. Работы по авторскому надзору рассматривать на ЦКР с утверждением в «Роснедра».

13. В новых условиях, связанных с освоением ТЗН и нетрадиционных УВ, возрастает роль научных исследований в поисках, разведке и разработке месторождений УВ. Считать необходимым создание Национального нефтяного института России, задачей которого станет обеспечение страны необходимыми ресурсами и запасами УВ, оптимизация добычи нефти и максимизация КИН, рациональное освоение богатств недр и конкурентоспособность добычи нефти РФ.

14. С целью отработки наиболее эффективных для различных геологических условий технологий считать необходимым создание в основных нефтедобывающих регионах научных (учебных, опытных) полигонов, добыча нефти на которых подлежит льготированию.

Просить МПР РФ установить специальный порядок лицензирования недропользования при создании научных (учебных, опытных) полигонов для отработки инновационных технологий разработки месторождений с ТЗН.

15. Главную роль в обеспечении страны углеводородами, рациональной разработке месторождений и использовании ТЭР играют ГКЗ и ЦКР. Для повышения эффективности их работы и поднятия статуса считать необходимым их слияние в одну организацию с непосредственным подчинением правительству РФ.

16. Для дальнейшего развития старых нефтедобывающих районов считать приоритетным проведение фундаментальных научных исследований (на макро- и микроуровнях для различных геолого-физических условий) по проблемам существенного повышения нефтеизвлечения, изучения свойств и форм нахождения в пластах остаточ-

ных (после добычи проектных извлекаемых запасов) нефтей и возможных путей их извлечения, в том числе с целью создания новых супертехнологий повышения текущей и конечной нефтеотдачи и выработки ТЗН осуществить следующие меры:

17. Просить МПР РФ и «Роснедра»:

17.1. Обеспечить разработку, широкое обсуждение и принятие общероссийской классификации МУН, а также инструкции по оценке технологической эффективности МУН. При этом дать четкое определение методов объемного воздействия на пласт с увеличением извлекаемых запасов (МУН), восстановления и увеличения продуктивности скважин (методы ОПЗ).

17.2. Обеспечить разработку и внедрение методики оперативного учёта прироста запасов за счет применения МУН.

17.3. Организовать разработку методики подбора оптимальных МУН для конкретных геолого-физических характеристик объектов, обеспечивающих наибольший эффект от внедрения.

17.4. Обеспечить системную работу по созданию, инновационному развитию и внедрению современных МУН (тепловых, газовых, химических, микробиологических) и считать целесообразным формирование государственной программы инновационного развития промысловых испытаний и освоения современных МУН, предусмотрев необходимое экономическое стимулирование промышленного применения современных МУН на основе дифференцированного налогообложения.

17.5. Восстановить успешно действующую в 90-е гг XX века Государственную Программу воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи на основе инновационного развития и промышленного внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи (тепловых, газовых, химических, микробиологических). Разработать Программу промысловых испытаний МУН (ОПР МУН) с последующим промышленным внедрением по результатам промысловых испытаний.

17.6. Обобщить опыт применения МУН в РФ, в том числе оценить эффективность технологии увеличения нефтеотдачи в результате нагнетания в пласт  $\text{CO}_2$ , производимого в процессе утилизации попутного нефтяного газа непосредственно на нефтяных промыслах.

17.7. Разработать систему дифференциации НДС при промышленной разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

17.8. Разработать систему льготирования дополнительной добычи нефти за счет МУН для новых месторождений с ТЗН и для реабилитации «старых» выработанных месторождений в традиционных районах нефтедобычи (Западная Сибирь, Урало-Поволжье и др.).

18. Минприроды РФ совместно с Минэнерго РФ поручить «РМНТК «Нефтеотдача», совместно с нефтяными компаниями в 2013-2015 гг. сформировать Программу ОПР, включающую 15-20 пилотных полигонов для промысловых испытаний современных МУН на месторождениях, отражающих основные компоненты структуры запасов нефти страны, а именно:

- истощенные месторождения с активными запасами;
- низкопроницаемые коллекторы, содержащие легкую нефть;

- тяжелые нефти и битумы;
- месторождения со сложнопостроенными карбонатными коллекторами;
- нетрадиционные запасы в нефтематеринской породе Баженовской свиты.

19. Просить Государственную Думу РФ:

19.1. Восстановить рабочую группу для ускоренного законодательного обеспечения системного прозрачного подхода к экономическому обеспечению реализации Программы ОПР МУН.

19.2. Определить и законодательно закрепить понятие МУН, обязать субъекты РФ подавать сведения о состоянии, масштабах и эффективности внедрения современных МУН в адрес ответственного органа и ежегодно публиковать в открытых источниках результаты анализа состояния и эффективности внедрения всех современных МУН, осуществляемых российскими компаниями, при этом информация из «Баланса запасов» нефтегазовых компаний открытого характера.

Внести в Налоговый Кодекс определение термина «методы увеличения нефтеотдачи пластов».

19.3. Установить в Налоговом Кодексе, что проекты ОПР МУН, попавшие в Программу ОПР МУН по закону прямого действия обеспечиваются следующими экономическими стимулами:

- нулевую ставку НДС на период реализации проекта, обоснованность которой определяется тем, что в результате успешной реализации проектов современных МУН прирост извлекаемых запасов сопоставим с вводом в разработку нового месторождения, налоговые каникулы на который введены с 01.01.2007 г.;

- освобождение от налога на прибыль средств, направляемых на инновационное развитие нефтедобычи, в том числе на научные и конструкторские работы по техническому и технологическому развитию современных МУН;

- освобождение объемов нефти, добываемой в ходе реализации проекта разработки залежей с ТЗН и нетрадиционной нефтью, от экспортных пошлин;

- освобождение от налога затрат, направляемых на научно-технологические работы и промысловые исследования.

20. Донести через специализированные СМИ до широких кругов нефтегазовой общественности России, а также органов законодательной и исполнительной власти результаты конференции.

21. Передать Решение конференции в Минэнерго РФ и Минприроды РФ и просить руководителей данных министерств учесть в своей текущей работе изложенные в Решении рекомендации по вопросам инновационного развития нефтегазовой отрасли.

22. С целью информирования научной общественности РФ о проведенной конференции:

22.1. Поместить на сайт Академии наук РФ информацию по итогам проведенной конференции.

22.2. Передать в научные библиотеки ВУЗов и институтов труды конференции.

*От оргкомитета:*

*Президент Академии наук РФ*

*А.М. Мазгаров*

*Председатель*

*Программного комитета, профессор*

*Р.Х. Муслимов*

## ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА В УСЛОВИЯХ ПРОГНОЗИРУЕМОГО ДЛЯ РФ УХУДШЕНИЯ КОНЪЮНКТУРЫ МИРОВОГО РЫНКА

В статье описывается развитие мирового нефтяного рынка. В нефтегазовом комплексе России складывается кризисное положение. Предложены пути выхода из кризисного положения и повышения эффективности углеводородного потенциала.

*Ключевые слова:* углеводородный потенциал, мировой нефтяной рынок, нефтяной кризис.

США вместе с Канадой и дружественной Саудовской Аравией, имеющие колоссальные ресурсы различных видов, в том числе нетрадиционных углеводородов (УВ), смогут активно влиять на рыночную конъюнктуру, пока они поддерживают высокие цены на нефть. Но это будет только до тех пор, пока они, пользуясь высокими ценами на нефть, апробируют и запустят в производство достаточно эффективные технологии эксплуатации некоторых видов нетрадиционных УВ (Левинбук, Котов, 2012).

На рубеже 20 и 21-го столетий РФ получала невиданные преимущества для своего экономического развития. Во-первых, за счет небывалого роста цен на нефть, которые за последние 30 лет возросли в 38 раз и сейчас находятся на небывало высоком уровне (более 100 долл/барр.). То же самое по газу, так как цена последнего привязана к цене нефти. Во-вторых, цены на крайне необходимую для развития высокотехнологическую продукцию в это время снижались высокими темпами. Так если раньше, чтобы купить хороший компьютер нужно было продать 600 баррелей нефти, то сейчас всего 5-6. К сожалению, Россия в полной мере не сумела воспользоваться такими преимуществами длиной 15 лет для всестороннего развития экономики и осталась в положении перманентно усиливающейся зависимости от мировой конъюнктуры на нефть. В то же время Татарстан в полной мере сумел воспользоваться внутренней конъюнктурой, связанной с поступлением в республику части доходов от нефтедобычи. Хотя положение могло быть много лучше, если бы не постоянное снижение доли поступлений от нефти, которые опустились аж до 7%.

Дальше ведущие специалисты и эксперты не прогнозируют такой хорошей конъюнктуры. Цена на нефть на прогнозируемый период до 2035 г. различными экспертами и организациями оценивается в пределах от 50 до 200 долл./барр. причем, 50 в кризисные, 200 в наиболее благополучные годы. Для России с учетом разницы курса валют и инфляции даже максимально прогнозируемый уровень будет не выше сегодняшней покупательной способности доллара. Не говоря уже о менее благоприятных и кризисных условиях. С учетом сегодняшних трудностей с выполнением социальных обязательств власти и весьма необходимых бюджетных затрат по заявлению Д.А. Медведева страну ждут трудные времена. В то же время на мировом рынке прогнозируется рост цен на новые виды

высокотехнологичной продукции.

Положение усугубляется низкой конкурентностью российской нефти из-за высоких всевозрастающих издержек производства.

Невиданный технический прогресс на Западе по освоению нетрадиционных видов углеводородного сырья (тяжелые нефти и природные битумы (ПБ) в Канаде, США, Венесуэле, нефтегазосланцевая революция в топливно-энергетических ресурсах (ТЭР)), а также исследовательские работы по другим видам ТЭР через несколько лет кардинально изменят ситуацию в нефтегазовом секторе (НГС) и мировую конъюнктуру. Уже одно желание США добывать 594 млн. т в год нефти и сохранять первое место в мире по добыче газа способно в корне изменить мировой рынок ТЭР. А США в отличие от России всегда выполняют свои программы. Более того, они могут правильно прогнозировать будущее. Так еще в 1982г., когда добыча нефти в стране падала, они спрогнозировали ее рост. Правда, с этим они ошиблись на десяток лет, но хорошо уловили тенденцию роста добычи после длительного периода ее спада.

Как РФ использовала весьма благоприятную конъюнктуру в мировом НГС? Хотя она после резкого падения добычи после перехода на рыночную экономику вышла на уровень 518,4 млн. т. в год. Но это было сделано за счет использования мощного потенциала, накопленного в советское время, который не исчерпан даже сегодня.

По мнению ведущих специалистов Россия не может противопоставить изменившейся в худшую для нее сторону мировой конъюнктуры рост добычи и повышение ее эффективности. Если и удастся с невероятными трудностями удержать 500-миллионный уровень добычи нефти, то в последующем оно будет сокращаться высокими темпами.

Положение в нефтегазовом комплексе следует оценивать как кризисное по следующим причинам:

- сокращение объема геологоразведочных работ в три раза за последние 15-20 лет по причине разрушения системы государственного управления геологической службой страны;

- неудовлетворительное воспроизводство запасов (средняя годовая восполняемость запасов с начала 90-х годов и до 2005 года не превышала 85% от годовой добычи нефти (накопленный дефицит прироста запасов нефти за этот период составил более 1,2 млрд/тонн), а достигнутое 140% воспроизводство запасов за 2006-2010 гг. является мифом

и поэтому не может служить обнадеживающим фактором дальнейших успехов в этой сфере (Муслимов, 2013), при этом свыше 30% извлекаемых запасов нефтяных компаний находятся за гранью рентабельности;

- ожидаемый коэффициент извлечения нефти по месторождениям, вступившим в поздние стадии разработки или выведенных в консервацию находится на уровне 0,30, в то время как в мире он превышает 0,40;

- запасы нефти высокопродуктивных месторождений, дающих более 60% добычи выработаны более чем на 50%;

- более 60% в балансе запасов составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти (ТЗН) (т.е. требующих сложных и затратных технологий);

- систематическое отставание фактической годовой добычи нефти от проектных показателей. В 2012 г. по технологическим схемам разработки месторождений добыча нефти должна была составить 570 млн. тонн (фактическая добыча без учета газового конденсата составила менее 500 млн. тонн);

- отсутствие единой достоверной информационной базы для систематического анализа ситуации, составления сводных региональных и федерального баланса производства и потребления топливно-энергетических ресурсов;

- отсутствие благоприятной экономической среды для развития ТЭК, отсутствие механизмов стимулирования инвестиционной и инновационной деятельности и как следствие, недостаточные объемы финансирования в развитии ТЭК;

- высокая степень износа основных фондов ТЭК, почти 60% в нефтегазовой промышленности и 80% в нефтепереработке;

- отсутствие должной активности и «отлучение» от участия органов, управления регионального уровня в вопросах согласования стратегий, системы справедливого распределения доходов от добычи и производства топливно-энергетических ресурсов между регионами и федеральным центром;

- нефтяные компании под предлогом коммерческой тайны засекретили все вопросы ВМСБ, разработки, применения новых технологий МУН и не допускают ученых и специалистов к анализу ситуации из-за боязни критики за свои действия и бездействие.

- резкое снижение профессионального государственного уровня планирования, прогнозирования управления и контроля за процессами геологоразведки, оценкой воспроизводства запасов, рациональной и рачительной разработкой месторождений со стороны федеральных органов управления.

Опыт РТ показывает, что в благоприятные годы нужно наращивать резервы нефтедобычи. Так за четверть века до рыночных реформ нефтяники накапливали резервы: большой объем разведочного и эксплуатационного бурения, наращивание запасов различным путем, развитие науки, применение новых технологий налогового стимулирования. Это позволило объединению «Татнефть» сравнительно спокойно пережить трудности перехода на рыночную экономику, кризисы 1998 и 2008 гг. Наверное, этот опыт надо использовать и в масштабах РФ.

Немного об этом опыте.

Нефтяники Татарстана имеют огромный опыт ускоренного развития нефтяной отрасли с выходом на небывало

высокий 100-миллионный уровень добычи нефти на небольшой (в 32 раза меньшей, чем Зап. Сибири) территории с последующим успешным преодолением негативных условий кризисов. ОАО «Татнефть» в период рыночных отношений, в невероятно трудных горно-геологических и экономических условиях сумела не только удержать, но и нарастить (более чем на 2 млн.т в год) добычу нефти. Это было осуществлено за счет умелого, высокопрофессионального использования созданного в советский период потенциала (огромные мощности по добычи нефти: скважины, нефтяные промыслы, технологии, кадры) и получения в рыночных условиях доступа к зарубежной технике. Техника и технология нефтедобычи в ОАО «Татнефть» вышла по существу на мировой уровень. Но этого нельзя сказать о геологии. Геология (в первую очередь промысловая) практически за эти годы не развивалась, а стагнировала.

Успешное преодоление последствий кризисов в рыночных условиях, произошло не само по себе, а благодаря длительному поступательному развитию нефтяной отрасли РТ в течение десятилетий советского периода. Особое значение в этом сыграл выход постановления Совета Министров СССР и Совета Министров РСФСР «О мерах по улучшению разработки нефтяных месторождений и обеспечению дальнейшего развития добычи нефти Татарской АССР» от 28 июля 1968 г. В этот период нефтяная отрасль не просто развивалась, а накапливала нефтяной потенциал для дальнейшего развития.

В чем это выражалось?

1. В постоянном отстаивании существенно высоких уровней прогнозных ресурсов республики не ниже 400-450 млн.т, которые официальные экспертирующие организации (ВНИГНИ и др.) предлагали сократить до 90 млн.т. Такая позиция позволяла нам обосновывать сохранение больших объемов глубокого разведочного бурения (ГРП) (в начале на уровне 180 тыс.м, а затем 110-130 тыс.м в год) с соответствующим большим объемом подготовки площадей сейсморазведкой и даже структурным бурением, в объемах 220-250 тыс. м в год.

2. В сохранении и даже увеличении объемов эксплуатационного бурения при настоятельном требовании его уменьшения, как минимум вдвое, ведущими институтами отрасли (ВНИИнефть, ВНИГНИ), большинством специалистов Госплана СССР и Миннефтепрома. И это понятно, так как на бурение и обустройство новых скважин уходило более 2/3 всех выделенных капиталовложений. Таким образом, в невероятно трудных условиях борьбы за капиталовложения (с огромной помощью руководства Республики и ОК КПСС) нам удалось за 25 лет пробурить около 40 млн.м (более 25 тыс. скв) эксплуатационных скважин, что на 10 млн.м (или на 6300 скв.) больше ранее предусмотренных. Это главный и мощнейший потенциал РТ, будущего развития нефтяной промышленности на десятилетия, который способствовал успешному преодолению последующих кризисных ситуаций и остается мощным фактором дальнейшего развития отрасли.

Для эффективного освоения огромных объемов бурения (около 2 млн.м в год) были созданы и внедрены ряд новых, более эффективных методов поисков, разведки и доразведки нефтяных месторождений, разработки залежей и повышения нефтеотдачи пластов в различных геологических условиях.



Все это позволило создать мощнейший потенциал нефтедобычи, в том числе официально (ни в какой отчетности) не видимый. Этот неотраженный в форме БР на начало рыночных реформ потенциал составлял 700 млн. т подготовленных запасов в традиционно нефтеносных горизонтах девона и карбона, не считая около 100 млн. т пермских битумов в пермских отложениях. Если бы эти запасы были показаны, то уровень добычи в РФ мог бы установлен на 30-35 млн. т. больше (таковы были «правила игры» в те времена). К счастью этого не произошло и эти запасы остались в недрах. Большую роль в этом сыграла позиция руководства нашей Республики – бережного отношения к кадрам и соблюдения принципа – честных и добросовестных специалистов в обиду ни при каких условиях не давать.

Необходимо использовать конкретные преимущества России. В чем они выражаются?

В огромном потенциале недр. Большие резервы имеются в старых районах нефтедобычи, какими являются РТ, РБ, Западная Сибирь и др., потенциал которых пока полностью не оценен.

Прежде всего эти резервы могут быть получены в виде реального увеличения запасов за счет применения новых методов геологических исследований, изменения подходов к составлению геолого-гидродинамических моделей. А также в сравнительно низких проектных КИН- 0,4-0,5 по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в (ранее названной завершающей) четвертой стадии разработки, можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым или комплексным воздействием. Это в РФ практически еще не применялось. А на западе уже применяется широко. Дорого? Да! Но на Западе же применяют.

Чтобы в РФ появилась заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0,4-0,5 до 0,6-0,7 и выше, государству, на этот период разработки месторождения, надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую и третью жизнь. Таким образом, существенное отставание России во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а НК необходимо привести к управлению разработкой нефтяных месторождений новых творчески мыслящих геологов и инженеров.

Значительным резервом нефтеотдачи в РФ являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков. В РФ это запасы выработанных участков, которые согласно проектам разработки должны оставаться в недрах после окончания эксплуатации. Мы извлекали 3,1 млрд.т запасов, а на этих участках осталось запасов даже больше этой величины. Это запасы в более благоприятных условиях – в основном маловязкие нефти в высокопроницаемых породах. Это грамотный резерв нефтедобычи.

Основным стержнем повышения эффективности разработки нефтяных месторождений – повышение коэффициента извлечения нефти, который в РФ имеет тенденцию к снижению. Причин этого много. В настоящее время

проектирование разработки ведется по регламентам, утвержденным в 70-х годах. Однако понятия и принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, сформированные в советское время для командно-административных отношений, в новых условиях оказались неработающими. Сегодня также не действуют «Правила разработки нефтяных месторождений» советского периода. Таким образом, отрасль оказалась без фундаментальной основы проектирования рациональной разработки нефтяных месторождений.

Складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются, а нефтеотдача снижается. Такие же недостатки и по РФ в целом.

Основное противодействие неудовлетворительному положению с КИН в РФ – это приоритетное внедрение методов увеличения нефтеотдачи. Но здесь существует много недостатков, приводящих к незначительному (3-5%) увеличению КИН:

- нет четкого разделения добычи за счет МУН от добычи за счет интенсификации;
- нет методики оперативного учета прироста запасов за счет МУН;
- несистемный подход к внедрению МУН;
- отсутствуют крупные проекты внедрения МУН и в большинстве случаев они внедряются вообще без проектов;
- в НК крайне осложнен и бюрократизирован доступ исполнителей на участки проведения работ и к информации о геологии и эффективности работ;
- превалирует местническо-корыстный подход к внедрению МУН;
- запущена работа по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров.

Таким образом, отрасль оказалась без фундаментальной основы проектирования рациональной разработки нефтяных месторождений.

К сожалению, в отрасли до сих пор нет сформулированного общепринятого критерия рациональности и принципов рациональной разработки нефтяных месторождений. По существу в период рыночных реформ мы сделали несколько шагов назад от рациональности разработки нефтяных месторождений, в проектировании и реализации рациональности разработки месторождений.

Главная причина этого – в философии удовлетворенности современным положением. Пропагандируемая властью стабильность в обществе на деле оборачивается всеобщим ожиданием нестабильности. В России это естественно и органически вписывается в повседневную жизнь и подкрепляется положением на мировых рынках нефти. Здесь пока в достаточной мере сбалансирован спрос и предложение на нефть при высоких (даже с учетом инфляции и обесценивания доллара) ценах на неё. Все это усугубляется человеческим фактором, когда в большинстве НК по существу нет творческих, самостоятельно мыслящих руководителей-геологов. Они в свою очередь напрочь отбивают любую инициативу подчиненных. Очевидно даже при большом желании, чтобы переломить ситуацию понадобятся не годы, а десятилетия.

Кардинальное решение проблемы реального увеличения нефтеотдачи мы связываем с инновационным проектированием.

Под инновационными мы понимаем проекты (техсхе-

мы) разработки, в которых предлагаются к внедрению новые технологические и технические решения, позволяющие существенно повысить текущие технико-экономические показатели разработки и конечную нефтеотдачу сверх реально достижимых уровней КИН при выполнении сегодняшних проектных решений.

Каждое месторождение по геолого-физической характеристике индивидуально. Поэтому любое приобретенное оборудование, техника и технологии необходимо адаптировать к конкретным геологическим условиям каждого месторождения. Это основная и громадная работа. Очевидно, в этом заключается низкая эффективность предлагаемых различными сервисными компаниями МУН. Ведь они создавались и опробовались для других условий.

Что же такое конкретное инновационное проектирование? Это проектирование применения на конкретном месторождении новейших технологий нефтеизвлечения, максимально учитывающих все особенности геологической характеристики залежей. По существу это небольшая научно-исследовательская работа по поиску новых технологий, оптимально соответствующих детальному геологическому строению месторождения и адекватно описывающих процессы нефтевытеснения для конкретных геологических условий залежи (Муслимов, 2013а).

Инновационное проектирование это тот рычаг, которым можно управлять освоением месторождения (от доразведки до повышения нефтеотдачи). Во-первых, сюда входят все необходимые исследования проблем разработки каждого месторождения в соответствии с его спецификой. В обычных условиях для этого нужно выполнения десятков различных тем. Во-вторых, такой проект после официального утверждения ЦКР (и даже ГКЗ) приобретает силу закона и обязывает НК его исполнять. Конечно, такие структуры как ГКЗ и ЦКР должны быть как минимум при Правительстве РФ (подобие США), или хотя бы в ГКЗ.

Работу по созданию инновационных методов проектирования разработки мы разделили на два крупных этапа. Первый – для мелких и средних месторождений с ТЗН. Второй – для крупных месторождений, находящихся на четвертой стадии разработки. Это объясняется совершенно разными путями изучения геологического строения, подбора технологий повышения нефтеизвлечения, а следовательно существенно различными методами проектирования. Ожидаемая эффективность последующего масштабного внедрения инновационных проектов для этих групп в условиях РТ будет различной. Ожидаемый прирост извлекаемых запасов составляет по первой группе около 400 млн.т, по второй – около 1 млрд.т.

Для этого в РФ нужно создавать полигоны для отработки новых МУН и технологий извлечения ТЗН.

А отсутствие в РФ реальной поддержки инноваций со стороны властей объясняется высокими ценами на мировых рынках нефти. При этом отсутствует ответственность властных структур за выполнением планируемых уровней добычи и ВМСБ.

Прочие причины невостребованности инновационных проектов, как и общих принципов рациональной разработки нефтяных месторождений (высокая стоимость, длительные сроки составления и реализации проектов, необходимость применения дорогостоящих технологий и оборудования МУН, ОПЗ и др.) хотя и осложняют работу (мо-

роки много), но не являются препятствием для составления и внедрения инновационных проектов. Это отговорки для ленивых и равнодушных.

Необходимые меры по обеспечению инновационного проектирования показаны в таблице.

Для поступательного развития нефтяной отрасли нужны не только инновации, но необходима и модернизация.

А что такое модернизация применительно к нашей отрасли? Это создание на разных уровнях (госорганы, наука, нефтяные и сервисные компании) достаточно комфортных условий для внедрения инноваций в целях оптимизации добычи и максимизации КИН. В рамках этой модернизации нужны механизмы побуждения НК к внедрению инноваций. А для этого прежде всего нужны стандарты. В США их более 5 тыс. объемных томов, в РФ-первые десятки.

Необходимо подчеркнуть, что все капиталоемкие мероприятия нужно делать сейчас, пользуясь благоприятной конъюнктурой на рынке. Недаром Президент РФ В.В. Путин постоянно предупреждает: делайте сейчас, пока есть деньги. Завтра их может не быть.

Начав работы по инновационному проектированию мы с изумлением поняли, что ни одно месторождение с ТЗН в РТ к такому проектированию не готово.

Во-первых, лабораторная база институтов, технологии исследования пород и флюидов, интерпретации этих исследований, организация этих работ сильно отстали от западного уровня. Нужны западные технологии этих исследований, а без обучения их специалистами мы не сможем достичь необходимых результатов современного уровня. Для обучения наших преподавателей и студентов нужны совместные программы и совместные исследования хотя бы на первом этапе.

Во-вторых, даже утвержденные комплексы промышленных и промыслово-геофизических исследований скважин НК в большинстве не выполняются. А они были созданы для месторождений с активными запасами нефти. Сегодня наши геофизики разработали новые методы промыслово-геофизических исследований, решив проблемы, которые мы ставили перед ними 30 лет назад. Без этих исследований никакие методы инновационного проектирования не дадут ожидаемых результатов. Но, к сожалению, они в РТ оказались не востребованы... Нужно утвердить обязательный комплекс ГИС, хотя бы для месторождений с ТЗН. Этот вопрос так же блокируется. Нет ответа на вопрос: почему Запад все это делает, а мы даже разработанное не внедряем?

В-третьих, отсутствуют необходимые стандарты. Сегодня великолепные стандарты по отбору керн советского времени не используются. Их надо срочно возродить и обязать НК их выполнять.

Также необходимо срочно возродить стандарты привязки данных ГИС к данным анализа керн и срочно принять новый более информативный комплекс ГИС (стандарт), обязательный для выполнения при бурении скважин и контроля за разработкой.

Сегодня НК экономят на этих исследованиях. Однако торг здесь не уместен. Еще раз повторим, что инновационное проектирование это тот рычаг, которым можно управлять освоением месторождения (от доразведки до повышения нефтеотдачи). Конечно, такие структуры как ГКЗ и ЦКР должны быть как минимум при Правительстве РФ

(подобие США), или хотя бы ЦКР должна входить в структуру ГКЗ. В этих двух органах формируется фундамент развития месторождения на всю его долгую, не менее 100-летнюю жизнь. Но самое главное – нужны другие (мыслящие и принципиальные) специалисты для управления геологией и разработкой нефтяных месторождений.

Большим резервом увеличения добычи в РФ могут стать тяжелые нефти и природные битумы. Это уже доказано 40-летним опытом РТ.

РТ с такой развитой нефтедобывающей отраслью сегодня не может остаться в стороне от сланцевой проблемы. Для оценки перспектив нефтегазоносности мощных сланцевых и им подобных отложений под эгидой АН РТ составлена программа, выполнение которой не только подтвердит перспективы мендым-доманиковых толщ, но и даст возможность оценить их ресурсы и экономику добычи УВ.

Огромные перспективы в освоении углеводородов из баженовских отложений Зап. Сибири, залегающих на огромной площади около 2,3 млн. км<sup>2</sup>. Уже начаты ОПР.

Я здесь не упоминаю о более отдаленных направлениях исследований – перспектив извлечения угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием дополнительного выделяемого тепла для термической добычи высоковязкой нефти, как это предлагают сегодня ученые Башкортостана.

Но все эти ресурсы могут быть задействованы при большой заинтересованности и целенаправленной работе государства. Здесь я думаю нужно изучить опыт штата Техас в Америке. Этот старейший нефтедобывающий район страны, который длительное время падал с добычей нефти, а с 2005 г. увеличил добычу вдвое, а к 2020

Проектирование современных рациональных систем разработки с массовым системным внедрением инноваций	
<i>1. Анализ качества исходных данных и подготовленности нефтяных месторождений к инновационному проектированию</i>	
1.1.Наличие в необходимых объемах пород и пластовых флюидов (керн, грунтов, шлама, нефти, газа, воды)	Стандарты отбора керна, грунтов, шлама, флюидов в бурящихся и эксплуатируемых скважинах отсутствуют
1.2.Анализ современными методами исследования пород и флюидов (в т.ч. и на нано-уровне)	Фактических данных крайне недостаточно
1.3.Анализ и обработка лабораторных данных исследований и петрофизика	Современные стандарты отсутствуют
1.4.Выполнение современных ГИС и ГДИС в достаточном объеме и комплексе	Стандарт обязательного современного комплекса ГИС для АЗН и ТЗН (различных видов), отсутствует для ТЗН
1.5.Геологическая модель составляется на новой основе с использованием литолого-геохимического равновесия в системе нефть-коллектор, сиквенстратиграфии и др.)	Требования к оценке качества отсутствуют
1.6.Лабораторные исследования по нефтевытеснению различными методами и в различных геологических условиях, в т.ч. наногеологии и фациальной обстановки	Стандарты имеются, но устарели. Организован МОЛ, но она работает на 5-7% от возможностей
1.7.Экспертная оценка предлагаемых методов воздействия	Создана научно-аналитическая группа (НАГ) профессионалов (ученых и производителей)
1.8.Программа ОПР предлагаемых методов	Создано опытно-внедренческое предприятие «Волна» для ННК
1.9.Организация научного полигона для ОПР по новым инновационным технологиям	Научный полигон отсутствует
1.10.Выбор инновационных технологий для проектирования разработки	Возможен на НАГ
1.11.Анализ качества подготовленности месторождений к проектированию разработки	Методика отсутствует
<i>2. Инновационное проектирование разработки</i>	
2.1.Идеология построения геолого-гидродинамической модели	Имеется, но не отражает реальную картину
2.2.Построение геолого-гидродинамической модели	Новая
2.3.Оценка качества модели	Создана методика оценки качества модели
2.4.Расчет вариантов разработки, в том числе с инновационными МУН и ОПЗ	Общепринятой методики нет
2.5.Выбор рационального (оптимального) варианта разработки	Нет общепринятого критерия рациональности
2.6.Контроль и регулирование процессов разработки	Нет современных обязательных комплексов, методов исследований для залежей с ТЗН
3.Рассмотрение и утверждение проекта (техсхемы) разработки	Нужно единое, независимое (не более 5% чиновников, без аффилированности и кумовства) ЦКР высокопрофессиональных ученых и производителей (в т.ч более половины из регионов)
4. Обязательность выполнения решений ЦКР всеми недропользователями	ЦКР должна быть в составе ГКЗ, а ГКЗ при КМ РФ

Таблица.

году планирует дальнейшее ее увеличение втрое. В этом большая заслуга властей (как федеральных, так и региональных). Об этом очень хорошо написал член-корреспондент РАН В.А. Крюков: «О важности среды для развития технологий...»

Наиболее успешный опыт в данном направлении накоплен в США. В этой стране выдается единая «сквозная» лицензия на разработку месторождения, что гарантирует инвестору, арендовавшему участок, право на разведку и разработку, добычу и реализацию нефти и газа. Участок земли сдается в аренду на 10 лет (с момента принятия Закона об энергетической политике в 1992 г.), однако впоследствии договор продлевается, если приводятся работы по бурению или ведется коммерческая добыча. Если этого не происходит, то договор аренды автоматически разрывается.

Эффективность и простота норм и правил, связанных с предоставлением лицензий и вопросами собственности на землю, привели в США к стремительному росту числа лицензий на право пользования недрами».

И далее: «нельзя не упомянуть и о льготах недропользователям в зависимости от уровня дебита скважин. С 1995 г. действует закон «О добыче и сохранении нефти и газа», который предоставляет налоговые льготы по скважинам с суточным дебитом менее 3,4 т и обводненностью более 95%».

Важно, что отдельные штаты имеют свою значимую нишу в стимулировании инновационной деятельности в нефтегазовом секторе. В Техасе, например, действует закон, согласно которому в случае применения методов увеличения нефтеотдачи пласта предоставляются значительные налоговые льготы на период до 10 лет. Доминантой политики в области регулирования нефтегазового сектора в США является стимулирование недропользователей к применению повышенных рисков при испытаниях и освоении новых инновационных методов добычи».

Также В.А. Крюков приводит негативный пример развития штата Калифорния, где с 2001 г. добыча снизилась на 21%:

«Падение произошло вовсе не потому, что в Калифорнии иссякают запасы нефти. Напротив, этот штат обладает колоссальными ресурсами, более того, в сланцах Монтеррея содержится около 15 млрд. барр. нефти, за счет чего можно удвоить оценки того уровня добычи, который связывается с поставками с Баккена».

Компания «Оксидентал Петролеум», крупнейший нефтяной игрок в Калифорнии, не так давно купила участки у Министерства внутренних дел с правом бурения сланцев Монтеррея, но в апреле федеральный судья заблокировал (запретил) проведение гидравлического разрыва (основной вид технологии разработки залежей сланцевой нефти и газа) на территории штата. Судья утвердил гораздо более жесткие экологические нормы, чем те, которые успешно применяются в Техасе, Северной Дакоте и других штатах в течение многих лет.

В основе объяснения бума в Техасе и застоя в Калифорнии – политические решения: калифорнийские избиратели выбрали политиков, которые рассматривают органическое топливо как «грязную энергию».

Истцами в процессе по сланцам Монтеррея были местные руководители Сьерра Клуба и Центра биоразнообразия. Рита Далессо, председатель отделения Сьерра Клу-

ба в Вентано, сказал: «Мы очень обрадованы. Мы удовлетворены запретом, наложенным судьей, – а также добавила: «Я уверена, что шампанское льется рекой в Сан-Франциско». Такая позиция превалирует среди калифорнийской элиты и обеспеченных людей».

В то же время Калифорния приняла законодательство по введению торговых надбавок, что серьезно увеличивает издержки по добыче и переработке нефти. Политики в Сакраменто и их спонсоры из Силиконовой Долины сделали ставку и инвестировали многие миллиарды долларов в биотопливо и другие виды «зеленой» энергетики. Техас также много инвестировал в ветряную энергетику, но в объемах гораздо меньших по сравнению с развитием технологий нефтедобычи.

Другая существенная деталь – большинство нефтяных промыслов в Техасе расположены на частных землях, и владельцы стремятся сдать их в аренду на выгодных условиях» (Крюков, 2013а).

Изучение опыта наращивания добычи в Техасе и применение его в России может способствовать стабилизации добычи нефти в России. А пока она напоминает скорее штат Калифорния. В НА следует поднять роль государства в добыче нефти и газа, повысив управляемость НГС, а также необходимо усилить роль науки, образовав Российский Национальный Государственный институт нефти и газа.

## Литература

- Крюков В.А. Сказание о двух штатах. ЭКО. 2013б. №8. 16-19.  
Крюков В.А. Добыча углеводородов – современные знания и технологии. ЭКО. 2013а. №8. 4-15.  
Левинбук М.И., Котов В.Н. О некоторых проблемах промышленного использования сланцевой нефти. Форум «Нефтегазовый диалог» ИМЭМО РАН. Москва. 2012.  
Муслимов Р.Х. Пути увеличения и эффективности использования углеводородного потенциала республики Татарстан в целях устойчивого развития. Мат. Межд. научно-практ. конф. «Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии». Казань. Изд-во «Фэн». 2013. 4-11.  
Муслимов Р.Х. Без возрожденной и современной ЦКР невозможно поступательное развитие нефтяной и газовой отраслей России. Георесурсы. 2(52). 2013а. 3-10.

## R.Kh. Muslimov. Ways to improve the efficiency of hydrocarbon potential in terms of projected deterioration of world market environment for the Russian Federation

This paper describes the development of world oil market. Russian is going to have crisis in the oil and gas section. The ways out of the crisis situation and improvement of the hydrocarbon potential efficiency are suggested.

*Keywords:* hydrocarbon potential, world oil market, oil crisis.

*Ренат Халиуллович Муслимов*

Д.геол.-мин.н., профессор кафедры геологии нефти и газа. Академик АН РТ, РАЕН и АГН, лауреат государственных премий РФ и РТ. Заслуженный геолог РФ и РТ, дважды лауреат премий Правительства РФ и премий Миннефтепрома РФ, заслуженный деятель науки РТ.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел/Факс: (843) 233-73-84.

*А.А. Боксерман, П.А. Гришин, А.В. Исаева, В.И. Ткачук,  
С.С. Уразов, А.С. Ушакова, А.А. Цуканов*

*ОАО «Зарубежнефть», Москва  
Boma800@gmail.com, PGrishin@nestro.ru, AIsaeva@nestro.ru, TkachukVI@mail.ru,  
SUrakov@nestro.ru, AUshakova@nestro.ru, ATsukanov@nestro.ru*

## **НЕОБХОДИМОСТЬ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПРОГРАММЫ РАЗВИТИЯ И ВНЕДРЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ И ЕЕ ЭКОНОМИЧЕСКОГО СТИМУЛИРОВАНИЯ**

Успешно функционирующая в СССР Программа промысловых испытаний и освоения современных методов увеличения нефтеотдачи позволила за короткий период повысить дополнительную добычу нефти за счет применения современных методов нефтеотдачи в 4 раза. В связи с политическим и экономическим кризисом, связанным с распадом СССР, реализация указанной государственной программы была свернута. В настоящее время для преодоления негативных тенденций воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи назревает необходимость восстановления государственной программы развития и внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи, а также ее экономического стимулирования.

*Ключевые слова:* методы увеличения нефтеотдачи, государственная программа, экономическое стимулирование.

### **Введение**

В мировой практике природные ресурсы, в том числе углеводородные, являются одним из важных ключевых факторов решения социально-экономических задач страны независимо от ее государственного устройства. Поэтому не случайно свыше 90% мировых запасов нефти и газа считаются народным достоянием и контролируются государством.

Нефтегазовый комплекс России обеспечивает более 2/3 общего потребления первичных энергоресурсов, 4/5 их производства. Он является главным источником пополнения бюджета государства. На долю отрасли приходится примерно 12-13% промышленного производства.

Не менее значимо и опосредованное влияние нефтяной промышленности на развитие экономического потенциала России. Являясь крупнейшим заказчиком оборудования, материалов, строительных работ и услуг, нефтегазовая промышленность инициирует развитие в сопряженных отраслях промышленности (машиностроительной, химической, микробиологической, информационной и др.). Согласно оценкам специалистов, каждый рубль, направленный на увеличение производства продукции нефтегазовой промышленности, обеспечивает рост валового внутреннего продукта как минимум на 1,5-1,8 руб., а при реализации крупных проектов – на 3-5 руб. и более.

Сопутствующий эффект от развития нефтегазовой промышленности, возникающий в сопряженных отраслях через повышение платежеспособного спроса на продукцию этих отраслей с последующими социальными, налоговыми и прочими эффектами, в ряде случаев в несколько раз превышает прямой эффект на объекте капиталовложений в нефтяной и газовой промышленности. Проекты, реализуемые в этой отрасли, инициируют прирост косвенной занятости в связи с появлением допол-

нительных потребностей в промышленном и потребительском секторах, многократно превышающий прирост прямой занятости на предприятиях отрасли.

В связи с огромной значимостью нефти и газа в жизнедеятельности страны нефтегазовый комплекс, базирующийся на добыче и потреблении ограниченных и невозобновляемых ресурсов углеводородов, следует отнести к сфере исключительной ответственности государства в экономике. Это тем более важно, что в стране уже в течение многих лет идет трудный процесс перехода экономики России к рыночным условиям. С дезинтеграцией СССР распалась и мощная централизованная система управления нефтяной промышленностью России. Эта система в целом обеспечивала эффективное развитие нефтедобычи в стране и ее сырьевой базы. В настоящее время еще не сформирован действенный контроль центра, как за воспроизводством сырьевой базы нефтедобычи, так и за ее рациональным использованием.

Следует подчеркнуть, что период реорганизации и становления национальной нефтяной промышленности успешно преодолели и преодолевают многие страны (США, Канада, Норвегия, Венесуэла, Франция, Китай, Казахстан и др.). Во многих из них разработаны и реализуются эффективные концепции государственного управления рациональным использованием запасов нефти. Формирование механизма и системы такого управления основано на том положении, что нефтегазовые ресурсы являются народным, общенациональным достоянием, которое должно служить для решения социально-экономических задач государства.

Вследствие ухудшения структуры запасов (Рис. 1) и сворачивания применения современных методов увеличения нефтеотдачи в России сохраняется многолетняя тенденция снижения проектного значения ее величины – основ-

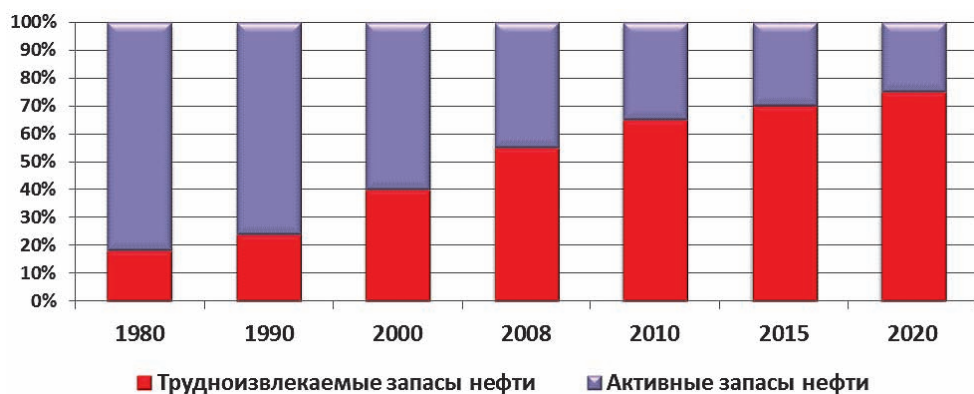


Рис. 1. Тенденция изменения структуры запасов в России: факт и прогноз до 2020 г.

ного показателя эффективности рационального использования нефтяных запасов недр и потенциала нефтедобычи. С 1960 года нефтеотдача снизилась с 51% до 30%, что является одним из наиболее низких уровней использования запасов нефти в мире (Рис.2).

Снижение нефтеотдачи лишь отчасти объясняется ухудшением состояния сырьевой базы отрасли. Главная причина – отсутствие современной государственной системы управления рациональным использованием запасов нефти. Такая система необходима для того, чтобы за счет расширения масштабов применения методов увеличения нефтеотдачи эффективно противостоять ухудшению структуры сырьевой базы нефтедобычи.

Следует подчеркнуть, что для двух других субъектов нефтяного бизнеса – недропользователей и особенно инвесторов – проблема повышения нефтеотдачи по объективным экономическим причинам не является приоритетной, так как ее решение требует дополнительных инвестиций.

Одним из серьезных негативных моментов отсутствия такой системы является многолетняя невостребованность отечественных научно-технических достижений в области повышения нефтеотдачи. В результате многие выдающиеся разработки отечественных ученых успешно развивались и продолжают активно развиваться не в нашей стране, а за рубежом: горизонтальное бурение, термощахтный метод, энергосберегающие тепловые методы, термогазовый метод, полимерное воздействие и др. Некоторые из этих разработок возвращаются на наши промыслы, но уже как «передовые западные технологии».

Согласно мировому опыту воспроизводство сырьевой базы нефтедобычи может быть обеспечено только на основе формирования и реализации двух взаимосвязанных государственных программ:

### Программа промысловых испытаний и освоения современных методов увеличения нефтеотдачи

– разведки новых месторождений;  
– развития и внедрения современных МУН.

За прошедшие два десятилетия роль воспроизводства сырьевой базы нефтедобычи за счет реализации во многих нефтедобывающих странах программы МУН на основе их государственного стимулирования быстро растет и становится все более приоритетной. К настоящему вре-

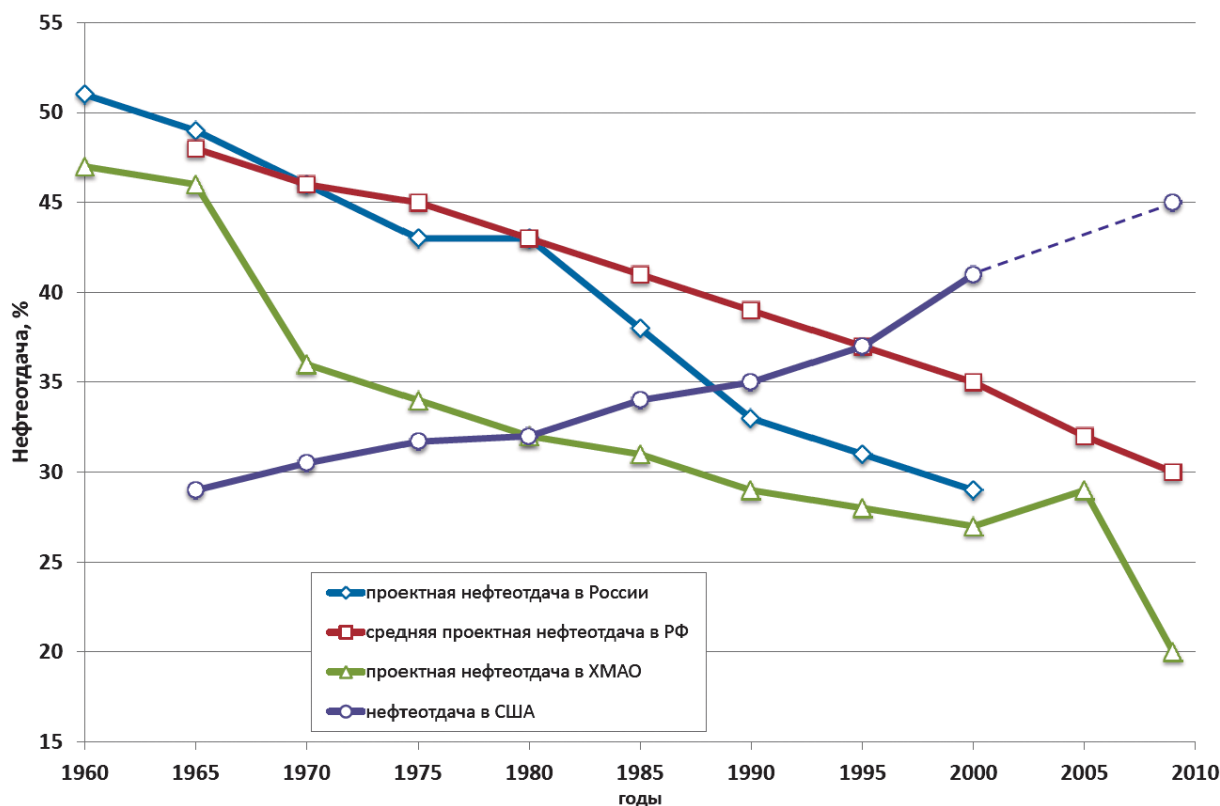


Рис. 2. Динамика снижения проектной нефтеотдачи (с 1960 по 2010 г.).

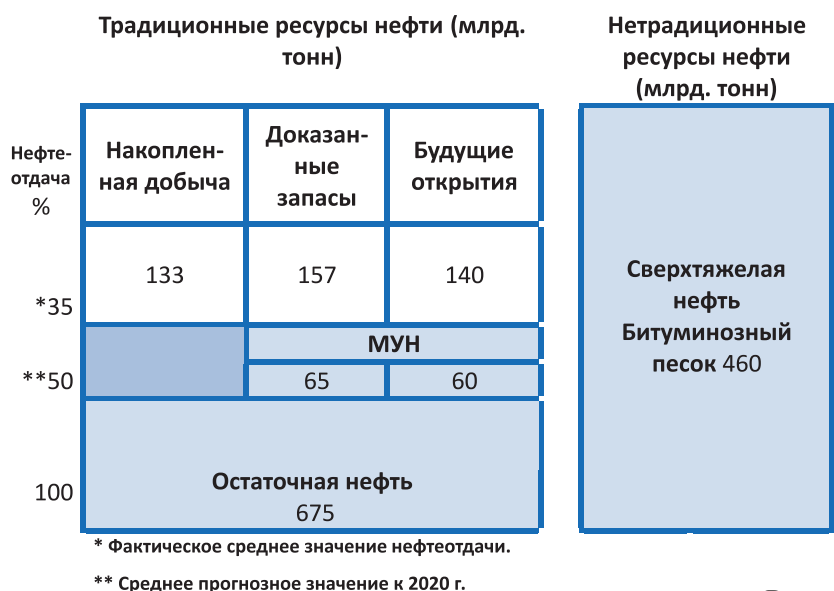


Рис. 3. Прирост извлекаемых запасов и нефтеотдачи за счет применения в мире проектов МУН, согласно (Favennec, 2004).

мени, благодаря такому инновационному развитию нефтедобычи, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились уже в 1,4 раза, а средняя проектная нефтеотдача к 2020 году – до 50%. При этом необходимо отметить тот факт, что значительный рост нефтеотдачи происходит на фоне существенного ухудшения структуры мировых запасов и увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов. На рисунке 3 представлен прирост извлекаемых запасов и нефтеотдачи за счет применения в мире проектов МУН (Favennec, 2004).

В нашей стране в 1985-1992 гг. также успешно функционировала такая государственная программа. В результате ее реализации за короткий период дополнительная добыча нефти за счет применения современных МУН увеличилась в 4 раза и достигла внушительной для того времени величины порядка 12 млн. тонн (Рис. 4). Руководство этой программой ОНР МУН осуществлял Миннефтепром СССР, а головной научно-технологической организацией был МНТК «Нефтеотдача». Однако после распада страны с 1992 года программа ОНР МУН была свернута и до сих пор пока не восстановлена.

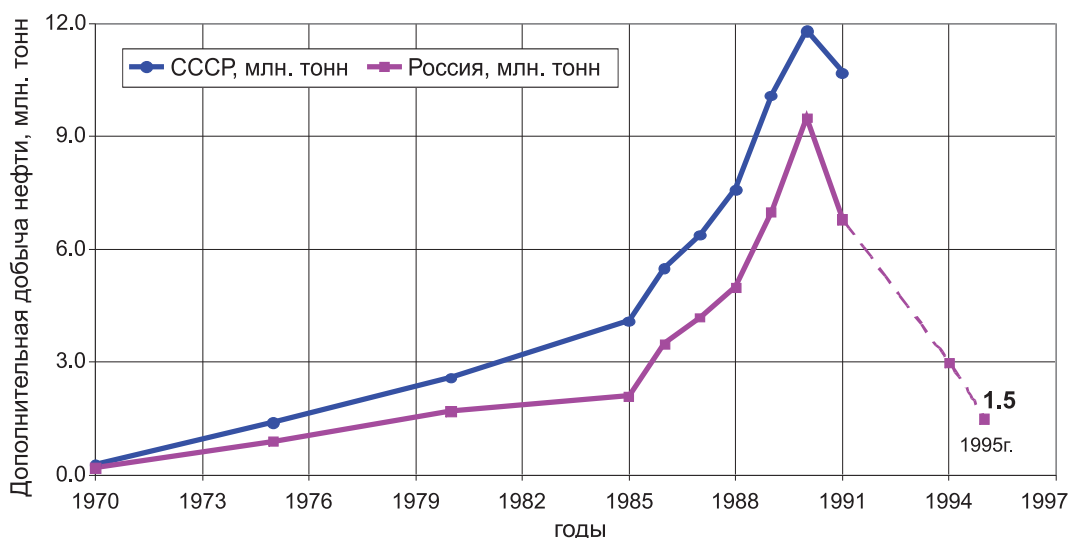


Рис. 4. Динамика дополнительной добычи нефти за счет применения приоритетных МУН в СССР и России (тепловых, газовых, физико-химических).

В предшествующие годы правительственными и законодательными органами принимались некоторые меры, направленные на стимулирование повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых и истощенных запасов. Однако эти меры носят не системный характер, а критерии их применения носят пассивный характер. Они стимулируют не применение МУН, а разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. В этой связи следует подчеркнуть, что в мировой практике государство предоставляет нефтяным компаниям экономические преференции не за то, что они разрабатывают трудноизвлекаемые запасы, а за то, что они применяют МУН для кардинального повышения эффективности разработки таких запасов.

В целом применяемые в последние годы в России меры не позволяют сформировать прозрачную систему принятия решений по применению и стимулированию конкретных проектов МУН и контроля за их реализацией. Не случайно, что к настоящему времени востребованность современных МУН пока не восстановлена. Уровень добычи нефти за счет применения методов увеличения нефтеотдачи остается низким – порядка 1,5 млн. тонн.

Для преодоления этой негативной ситуации необходимо безотлагательно решать следующие задачи:

- Установление четкой трактовки термина «современные методы увеличения нефтеотдачи»;
- Формирование механизма и нормативно-правовых актов стимулирования реализации проектов испытаний и освоения современных МУН;
- Определение уполномоченной государством организации в области создания и развития современных МУН;
- Формирование программы проектов МУН на основе открытого конкурса и независимой экспертизы;
- Стимулирование по закону прямого действия прошедших по конкурсу проектов применения современных МУН;
- Организация контроля за ходом выполнения программы проектов МУН на основе ежегодной независимой экспертизы;

– Ежегодное пополнение и корректировка программы проектов МУН.

Эти задачи и конкретные пути их решения содержатся в «Концепции программы преодоления падения нефтеотдачи» (далее, Концепция), сформированной и направленной в Правительство РФ в 2006 году (Боксерман и др., 2005). Работа по формированию Концепции целенаправленно велась большой группой специалистов ОАО «Зарубежнефть», ОАО «РИТЭК», других организаций, органов федеральной и региональной власти, в том числе в рамках деятельности специальных рабочих групп Государственной Думы РФ и Агентства Энергетики.

Необходимым условием формирования Программы проектов МУН является соблюдение следующих принципов:

1. Открытый конкурс проектов с обеспечением участия всех недропользователей, в том числе в процессе отбора победителей.

2. Необходимые критерии отбора проектов:

– Обязательное применение современных МУН;

– Потенциал возможного прироста извлекаемых запасов в стране испытываемого современного МУН, в том числе за счет его применения на месторождениях:

· с трудноизвлекаемыми запасами (истощенные высокопродуктивные месторождения, низкопроницаемые коллекторы, содержащие легкую нефть, высоковязкие нефти, сложнопостроенные карбонатные коллектора);

· с нетрадиционными запасами (тяжелые нефти и битумы, легкая нефть в нефтематеринской породе баженовской свиты).

– По возможности наиболее благоприятные геолого-промысловые условия для успешной реализации проекта.

3. Обязательное условие – приоритетность отечественных технологий и технических средств и выполнение рос-

сийскими предприятиями 100% от общего объема работ с применением отечественных технологий.

4. Обеспечение равнодоступности нефтяных компаний к Программе проектов МУН и прозрачности при ее формировании.

В целях успешной реализации проектов МУН необходимо внесение в законодательство следующих положений:

1. Внести в Налоговый Кодекс определение термина «методы увеличения нефтеотдачи пластов» в следующей трактовке:

Термин «Методы увеличения нефтеотдачи пластов» означает способы разработки, основанные на извлечении нефти с использованием поддержания потенциала внутрипластовой энергии за счет закачки агентов, отличающихся повышенным потенциалом вытеснения нефти по сравнению с закачкой воды в пласт или газа в газовую шапку, и включает применение следующих процессов, а также их комбинации:

– физико-химические методы (заводнение с применением поверхностно-активных веществ, полимерных и мицеллярных растворов, закачка щелочных и кислотных составов и других реагентов с целью увеличения нефтеотдачи);

– газовые методы (закачка углеводородных газов, жидких растворителей, углекислого газа, азота, дымовых газов);

– тепловые методы (вытеснение нефти теплоносителями: закачка пара, горячей воды, внутрипластовое горение, воздействие с помощью внутрипластовых экзотермических окислительных реакций);

– микробиологические методы (введение в пласт бактериальной продукции или ее образование непосредственно в нефтяном пласте).

2. Определить в законодательных актах, что механизм дифференциации налогообложения в части снижения налоговой ставки должен применяться в отношении:

– месторождений с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами, на которых реализуются проекты

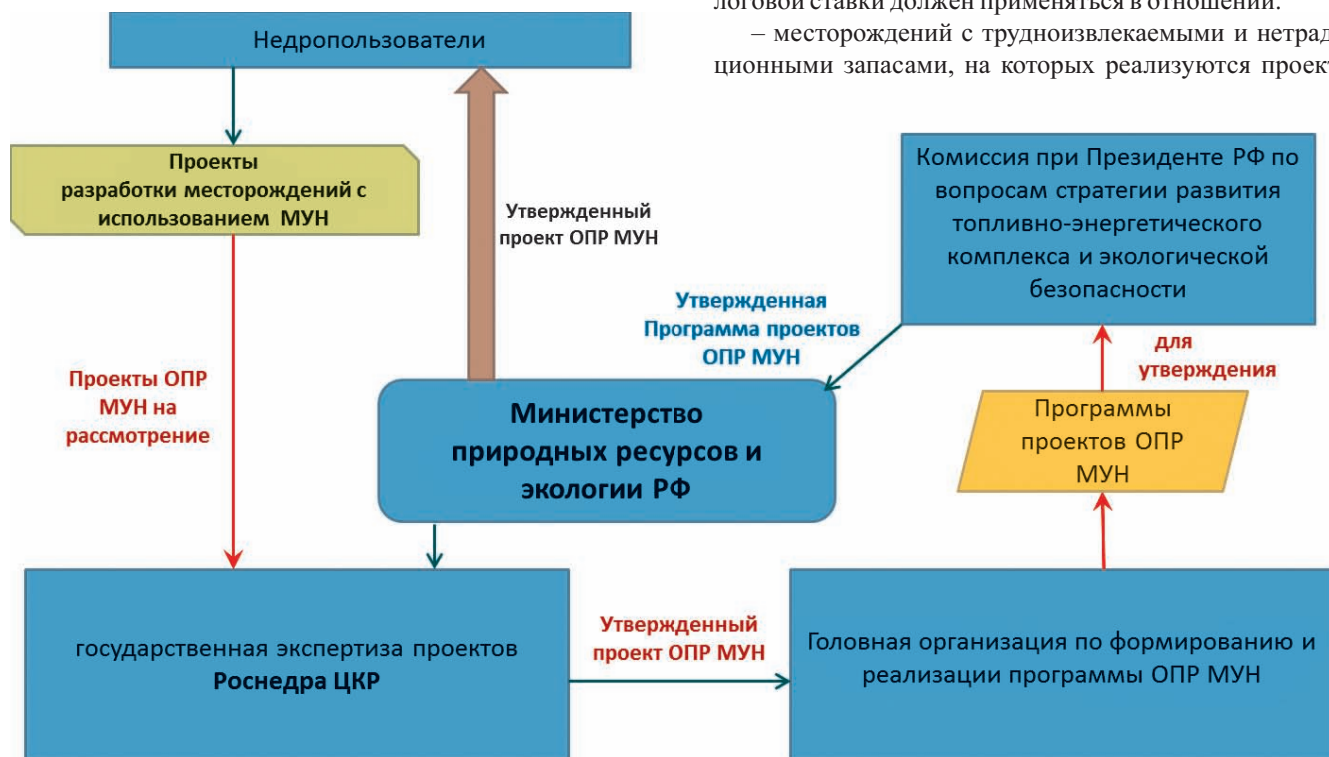


Рис. 5. Схема формирования Программы промышленных испытаний и освоения современных методов увеличения нефтеотдачи.



Годы	Прирост извлекаемых запасов, млрд. тонн	Потенциал дополнительной добычи, млн. тонн/год
2020	3.5 – 4.0	150 – 200
2025	5.0 – 6.0	200 – 300
2030	6.5 – 7.0	250 – 350

Таблица. Основные ожидаемые результаты реализации Программы ОПР МУН.

применения современных (тепловых, газовых, химических, микробиологических) методов увеличения нефтеотдачи, обеспечивающих кардинальное увеличение степени извлечения нефти по сравнению с традиционным методом заводнения;

– месторождений с выработкой запасов более 80%, проекты доразработки которых предусматривают применение заводнения в сочетании с методами увеличения нефтеотдачи, обеспечивающими превышение степени извлечения нефти по сравнению с традиционным заводнением.

3. Предоставление нефтяным компаниям на время реализации ими проектов МУН следующих экономических стимулов:

– нулевая ставка НДС на период реализации проекта со сроком не более 10 лет, обоснованность которой определяется тем, что в результате успешной реализации проектов современных МУН прирост извлекаемых запасов сопоставим с вводом в разработку нового месторождения, налоговые каникулы на который введены с 01.01.2007 г.;

– освобождение от налога на прибыль средств, направленных на инновационное развитие нефтедобычи;

– освобождение от налога дополнительных капитальных вложений на реализацию проекта;

– освобождение объемов нефти, добываемой в ходе реализации проекта, от экспортных пошлин или их существенное снижение.

При формировании экономических стимулов необходимо учитывать два этапа реализации каждого проекта современных МУН. В течение первого этапа (5-7 лет) проводятся опытно-промышленные работы по отработке на опытных полигонах современных МУН. Второй этап определяет промышленное внедрение освоенных методов. В настоящее время преобладающее значение имеют проекты промысловых испытаний современных МУН, для реализации которых характерны повышенные затраты и риски.

Программа Проектов МУН должна носить государственно-частный характер, при котором государство предоставляет недропользователю экономические стимулы для разработки и внедрения инновационных МУН особенно на этапе их промысловых испытаний и осуществляет контроль за ходом реализации проектов. В свою очередь нефтяные компании осуществляют необходимые инвестиции в разработку и внедрение проектов на этапе их промысловых испытаний и при опытно-промышленном освоении.

Для ускорения формирования ежегодно пополняемой Программы проектов МУН имеется возможность в течение 2014 г. составить программу первоочередных объектов опытных работ из 10-15 проектов.

Зарубежный опыт свидетельствует, что лидерами в промысловых испытаниях и внедрении новых перспективных МУН являются малые частные нефтяные компании. Руководствуясь этим положением в целях ускорения формирования Программы ОПР и отработки прозрачной системы контроля, представляется целесообразным поручить НП «Нефтегазпрому» с участием Минэнерго (в лице компании Ростопром) сформировать в максимально короткие сроки проекты ОПР, входящих в НП малых компаний, и передать их на утверждение и включение в Программу ОПР. Принципиальная схема формирования Программы ОПР МУН представлена на рисунке 5.

В свете сказанного выше следует обратить внимание на то, что в мировой практике государство именно малые нефтяные компании в первую очередь наделяет экономическими стимулами, учитывая следующие важные факторы:

– Малые нефтяные компании в основном владеют месторождениями с истощенными, трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами. Именно такие месторождения требуют применения современных МУН.

– Величина запасов нефти малых нефтяных компаний не велика, и потому уровень добычи нефти традиционными методами чаще всего не обеспечивает удовлетворительный срок окупаемости затрат. Поэтому сокращение сроков окупаемости возможно только путем существенного прироста извлекаемых запасов нефти и интенсификации ее добычи на этой основе.

– Малый размер месторождений позволяет проводить опытные работы не на отдельном участке, а на месторождении в целом. В этом случае может быть легко обеспечена прозрачная система контроля стимулируемого уровня добычи нефти не отдельных скважин, а месторождения в целом.

Именно приведенные выше факторы определяют ведущую роль малых нефтяных компаний в испытании и освоении современных МУН.

Для примера можно обратить внимание на то, что в 1980-е годы отечественный термогазовый метод проходил промысловые испытания в рамках Международного проекта «Интернефтеотдача» (МНТК «Нефтеотдача» – СССР и НК «Амоко» – США). В США испытания проводились на месторождении с карбонатным коллектором. Однако последние 15 лет освоение этого метода проводится на 11 аналогичных месторождениях двумя малыми нефтяными компаниями, а уровень дополнительной годовой добычи на них доведен почти до 1 млн. тонн.

Таким образом, активное участие малых нефтяных компаний позволит ускорить формирование Программы промысловых испытаний и освоения современных МУН.

Необходимо также ускорить решение задачи прозрачного контроля за реализацией проектов промысловых испытаний на опытных участках в крупных нефтяных компаниях.

## Заключение

Успешная реализация первого этапа Программы проектов МУН позволит увеличить степень извлечения нефти из трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов в следующих пределах:

– из месторождений баженовской свиты – с 3-5% до 50-60%;

– из истощенных месторождений и залежей со сверхтяжелыми нефтями, особенно с глубиной залегания свыше 700-800 м – с 25% до 45-55%;

– из месторождений легкой нефти с низкопроницаемыми коллекторами с повышенной начальной пластовой температурой – с 28% до 45-60%;

Развитие работ по формированию и реализации Программы проектов МУН позволит к 2030 г. достичь следующих результатов:

– Прирост потенциала извлекаемых запасов нефти в размере – не менее 40 млрд. тонн;

– Увеличение средней проектной нефтеотдачи – с 30% до 39-40%;

– Увеличение проектной нефтеотдачи ТИЗ – с 27% до 35-37%;

– Увеличение потенциала дополнительной годовой добычи – 350-450 млн. тонн;

– Увеличение поступлений в государственный бюджет и, как следствие, возможность решения социальных проблем за счет:

- диверсификации нефтедобычи за счет развития смежных отраслей (машиностроительной, химической, микробиологической, информационной);

- развития отечественных наукоемких технологий и сервисных предприятий;

- кардинального увеличения добычи нефти из трудноизвлекаемых запасов в обустроенных регионах;

- прироста извлекаемых запасов без затрат на разведку.

При этом себестоимость добычи нефти в промышленных масштабах за счет инновационных технологий в районах с развитой инфраструктурой в 1,3-1,5 и более раз ниже, чем на новых капиталоемких месторождениях в Восточной Сибири и, тем более, континентальном шельфе. Таким образом, экономическая целесообразность реализации Программы проектов МУН для государства очевидна.

Ожидаемый прирост извлекаемых запасов и потенциал дополнительной добычи нефти от реализации государственной Программы ОПР МУН приведен в таблице.

В заключении необходимо отметить, что данные параметры практически совпадают с показателями Энергетической стратегии России на период до 2030 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ №1715-р от 13 ноября 2009 года), где приведены долгосрочные ориентиры повышения нефтеотдачи от 30% в 2008 году до 30-32% в 2013-2015 гг., 32-35% в 2020-2022 гг. и 35-37% в 2030 году (Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, 2009).

## Литература

Favennec J.-P. The Economics of EOR. Conference of Enhanced Oil Recovery (<http://www.thecwgroup.com>). London, UK. 2004.

Боксерман А.А., Гомзиков В.К., Джафаров И.С., Фурсов А.Я., Халимов Э.М. «Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи». ОАО «Зарубежнефть», ОАО «ВНИИнефть». ОАО «Сибур». М.: ОАО «ВНИИнефть». 2005. 121 с.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Председатель Правительства РФ В.В. Путин. Распоряжение Правительства РФ №1715-р от 13 ноября 2009 г.

A.A. Bokserman, P.A. Grishin, A.V. Isaeva, V.I. Tkachuk, S.S. Yrazov, A.S. Ushakova, A.A. Tcukanov. **The necessity to restore the State Program of development and implementation of modern methods of enhanced oil recovery and its economic stimulation**

Successfully operating in the USSR program of field tests and development of modern methods of enhanced oil recovery allowed in a short period to raise an additional oil production through the use of modern methods of oil recovery by 4 times. Due to the political and economic crisis associated with the collapse of the Soviet Union, the implementation of this national program was phased out. Currently, in order to overcome the negative trends of reproduction of resource base of oil industry the need to restore the state program of development and introduction of modern methods of enhanced oil recovery, as well as its economic stimulation.

*Keywords:* methods of enhanced oil recovery, the state program, the economic stimulation.

*А.А. Боксерман*

Д.тех.н., профессор, Советник Генерального директора ОАО «Зарубежнефть», лауреат премии им. И. М. Губкина за создание метода циклического заводнения (1983), Лауреат премии Миннефтепрома за создание и освоение термогазового метода увеличения нефтеотдачи (1987), Заслуженный деятель науки и техники РФ (1993), Отличник нефтяной промышленности, изобретатель СССР, Почетный нефтяник, Почетный работник топливно-энергетического комплекса (2003).

Тел: (495) 748-20-62.

*П.А. Гришин*

Главный специалист Управления по разработке месторождений ОАО «Зарубежнефть».

Тел: (495) 748-64-83.

*А.В. Исаева*

К.физ.-мат.н., заместитель начальника отдела анализа и комплексного проектирования разработки ОАО «Зарубежнефть».

Тел: (495) 748-64-83.

*В.И. Ткачук*

Заместитель Председателя Российско-Суданского делового Совета при Торгово-промышленной палате РФ по нефтегазовым проектам.

Тел: (495) 728-86-59.

*С.С. Уразов*

К.физ.-мат.н., главный специалист Управления по разработке месторождений ОАО «Зарубежнефть».

Тел: (495) 748-64-83.

*А.С. Ушакова*

К.физ.-мат.н., ведущий инженер Управления по разработке месторождений ОАО «Зарубежнефть».

Тел: (495) 748-64-83.

*А.А. Цуканов*

К.физ.-мат.н., главный специалист Управления по разработке месторождений ОАО «Зарубежнефть».

ОАО «Зарубежнефть»

101990, г.Москва, Армянский пер., д. 9/1/1, строение 1

## НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ ДОМАНИКОВОГО ТИПА – РЕЗЕРВ ПОДДЕРЖАНИЯ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРОМЫШЛЕННО ОСВОЕННЫХ РАЙОНАХ

Тимано-Печорская и Волго-Уральская провинции Восточно-Европейской платформы относятся к промышленно освоенным районам нефтедобычи с ухудшающейся структурой остаточных запасов углеводородов, что вынуждает искать новые резервы роста сырьевой базы, в том числе в нетрадиционных источниках углеводородов – сланцевых толщах. Первоочередными для изучения и оценки на их территориях являются комплексы доманиковых и доманикоидных сланцевых отложений.

*Ключевые слова:* нефтегазоносные сланцевые отложения, доманиковый тип отложений, доманикоиды, углеводороды, Восточно-Европейская платформа.

Сланцевые комплексы России характеризуются огромным многообразием как по возрастным, коллекторским и литологическим свойствам пород, вмещающих углеводороды, так и собственно по составу и формам органического вещества (керогена) и непосредственно нефти и газа, в них содержащихся. Однако в России низкий уровень изученности сланцевых комплексов связан с тем, что для надежной оценки требуется существенный объем бурения глубоких поисковых и оценочных скважин, проведение в них специальных технических мероприятий и видов исследований, существенно отличающихся от традиционных.

До применения новых технологий горизонтального бурения и многостадийного разрыва пласта добыча нефти и газа из сланцевых формаций в США не была экономически выгодной, только благодаря использованию новейших технологий и произошла широко обсуждаемая «сланцевая революция» (Прищепа, Аверьянова, 2013а). Речь идет как о газе, так и о нефти. Очевидно для всех, что, имея высокую степень изученности осадочных бассей-

нов (в некоторых штатах США она достигает 400 м/кв. км), американцы знали, из каких сланцевых отложений можно извлекать нефть и газ, для чего и были разработаны специальные технологии добычи, которые совершенствуются и поныне. Начав 30 лет назад с бурения на сланцевых полях мелких скважин, США к 2010 г., используя горизонтальное многоступенчатое разрывное бурение, добыли из сланцевых формаций почти 70 млрд. куб. м газа. В США к 2013г. выявлено более 20 полей развития сланцевых формаций, в различной степени перспективных для открытия в них углеводородов. Извлекаемая нефть сланцевых формаций США (23 сланцевых поля в 48 штатах) оценивается геологической службой страны в 7,82 млрд. т (EIA, 2013).

Также очевидно, что в России до сих пор не принята программа изучения и оценки перспективных нефтегазоносных сланцевых формаций в основных нефтегазоносных провинциях страны. В противовес американской степени изученности, в России этот показатель в 20 раз ниже.

Несомненна необходимость комплексного подхода к проблеме выявления нетрадиционных резервуаров нефти и газа, а также нетрадиционных источников углеводородов, о чем свидетельствует положительный американский опыт.

Отличие нетрадиционных ресурсов углеводородов от традиционных, в широком смысле, состоит, в первую очередь, в том, что добыча их обходится гораздо дороже по сравнению с традиционными (Прищепа, Аверьянова, 2013б). Важнейшим аспектом с точки зрения технологии разработки является подвижность УВ. С этих позиций нетрадиционные УВ можно подразделить на две основные группы.

К первой относятся подвижные нефть и газ. Для их извлече-

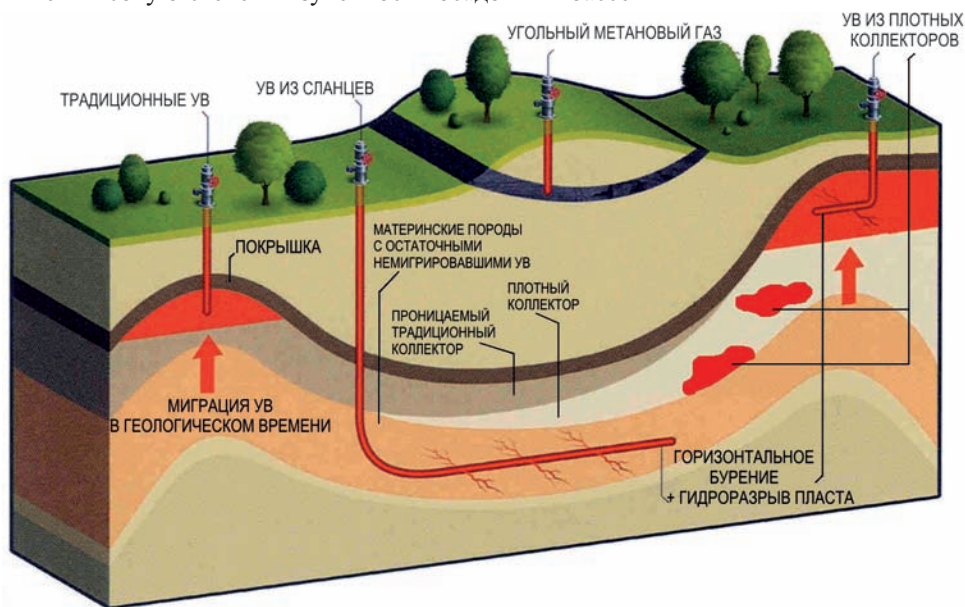


Рис. 1. Унифицированная схема распространения углеводородов в различных резервуарах (Total, 2012, с изменениями и дополнениями (Прищепа, Аверьянова, 2013а).

ния имеются современные эффективные технологии освоения, обеспечивающие себестоимость добычи ниже текущего мирового уровня цен или приближающуюся к ним.

Ко второй группе относится неподвижная или плохо подвижная часть углеводородного сырья. Для ее добычи нужны дополнительные технические средства или специальные технологии, обеспечивающие не только извлечение углеводородов из недр, но также их переработку и транспортировку, которые требуют огромных затрат. Возможность вовлечения в промышленное использование часто зависит не только от потенциала углеводородов и экономических показателей его разведки и освоения, но и от комплекса условий: доминирующие геолого-технические, также географо-экономические, социальные, конъюнктурные, стратегические и, что крайне важно в густонаселенных районах страны, экологические факторы. Не-

подвижность в недрах нетрадиционного сырья может быть связана как с его качеством, так и с геолого-промысловыми свойствами вмещающей продуктивной среды.

Важно понимать, о каких резервуарах и углеводородах идет речь, когда обсуждаются нетрадиционные УВ, разрабатываемые в США, и есть ли их аналоги в России. Так, в США разрабатываются так называемые «shale oil & gas», «tight oil & gas» и начинается разработка «oil shale».

Сланцевые нефть и газ («shale oil & gas») разрабатывают из нефтегазоматеринских толщ, генерировавших углеводороды, которые не мигрировали либо частично мигрировали в традиционно/нетрадиционные резервуары. Нетрадиционные резервуары представляют собой породы плохопроницаемые, часто низкопоровые, к которым можно отнести плотные песчаники и карбонаты, мергели, аргиллиты и сланцы. Добытые из таких резервуаров нефть и газ называют «tight oil & gas». С другой стороны,

нефтематеринские породы, которые «не дошли» до стадии нефтегазогенерации содержат достаточное количество керогена, который после нагрева при температурах порядка 300-500°C в отсутствие кислорода (пиролиз) перегоняется в нефть и газ («oil shale»).

Добыча нефти из плотных пород в США резко возросла в 2010 г. и связана главным образом с активной разработкой формации Баккен. В 2012 г. она составила 94,3 млн. т (около 30% всех добываемых в стране жидких углеводородов) (EIA, 2013). Формация Баккен является ярким примером самодостаточной нефтегазоносной формации, в которой представлены нефтематеринские породы, традиционные/нетрадиционные коллекторы и сланцы, содержащие кероген.

Важной отличительной особенностью традиционных залежей от скоплений в сланцевых («shale reservoir») и в плотных («tight reservoir») коллекторах является то, что последние образуют так называемые залежи непрерывного типа (Морариу, Аверьянова, 2013). Они не контролируются структурными, стратиграфическими, литологическими и прочими традиционными факторами. Отсутствует и не фиксируется ограничивающий подошву залежи водонефтяной контакт. При этом в целом же, для нефтегазовых систем непрерывного типа в сланцевых низкопроницаемых коллекторах (развитых в нефтегазоматеринской толще) флюидоупоры, ограничивающие толщу, как правило, развиты сверху и снизу.

Современные технологии буре-

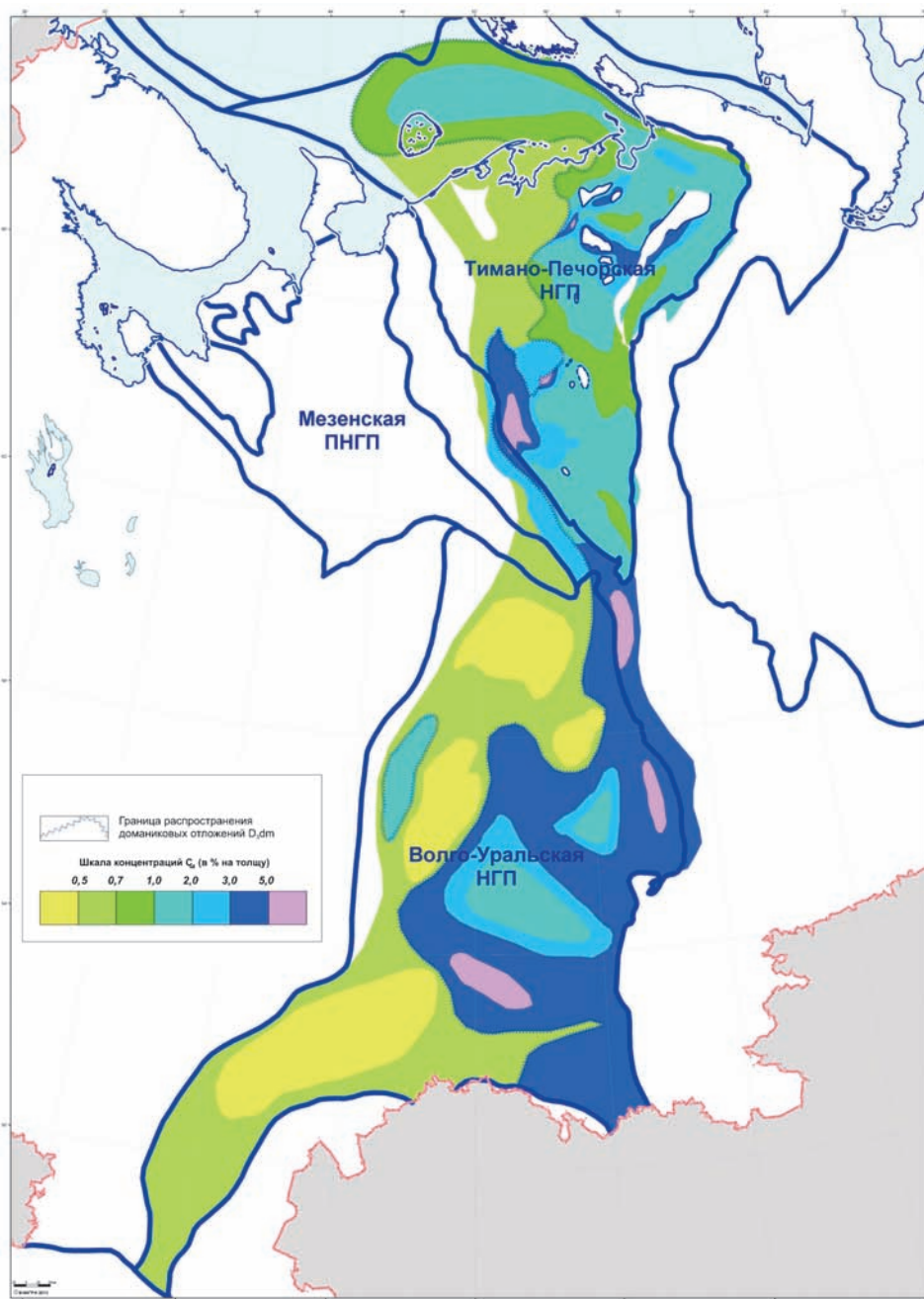


Рис. 2. Карта распространения доманиковых (сланцевых) отложений в восточной части Восточно-Европейской платформы (ФГУП «ВНИГРИ», 2013).

ния горизонтальных скважин, совмещенные с многостадийными гидроразрывами пластов, применимы для освоения широкого спектра нетрадиционных запасов УВ как непосредственно из толщ нефте- и газоматеринских пород, так и из вышележащих или замещающих по латерали низкопоровых и низкопроницаемых коллекторов.

На всех известных схемах применения новых технологий освоения нетрадиционных типов скоплений (Рис. 1) показаны: традиционные скопления (залежи), расположенные в верхней части резервуара под флюидоупором, содержащие нефть и газ, генерированные в расположенной ниже нефтегазоматеринской толще и перемещенные в коллектор (эмигрировавшие) («conventional natural gas & oil»); нетрадиционные нефтегазовые скопления, расположенные непосредственно в нефтегазогенерирующей толще, содержащие УВ в рассеянном состоянии, микроскопления и скопления в наиболее проницаемых и пористых разностях, в зонах трещиноватости и разуплотнения («shale oil & gas»); нетрадиционные нефтегазовые скопления и системы, расположенные в полукolleкторе (ложной крышке) и непосредственно неконтролируемые флюидоупором, генерированные в расположенной ниже нефтегазоматеринской толще и перемещенные (эмигрировавшие) в низкопроницаемый коллектор («tight oil & gas»).

Несмотря на многочисленные существующие оценки объемов российских «сланцевого газа и сланцевой нефти», в большинстве случаев они сводятся к весьма приблизительным оценкам объемов сланцевых пород и «средней концентрации» газа или нефти в них, полученных по значениям из ограниченного количества скважин, пробуренных с целью поиска традиционных скоплений УВ, что трудно назвать надежной или, тем более, достоверной оценкой и, по сути, свидетельствует о гипотетической возможности сделать такую оценку в будущем.

Первоочередными объектами исследований в России

по газу и нефти в низкопоровых коллекторах (сланцевых толщах) должны рассматриваться нефтематеринские породы хорошо изученных нефтегазоносных провинций при наличии большого количества геолого-геофизических и геохимических материалов и высокой степени разбуренности осадочных толщ (Табл. 1).

Сегодня наиболее интересными для изучения на территории Европейской части России (в Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинциях) являются комплексы доманиковых и доманикоидных сланцевых отложений различного типа (Рис. 2). Их формирование связано с длительными этапами трансгрессирующего моря, а формирование происходило в сравнительно глубоководной части морского осадочного бассейна (и/или мористой мелководной части затопляемой на стадии трансгрессии), для которой характерна низкая скорость седиментации и небольшое количество поступающего терригенно-карбонатного материала. Самыми перспективными нефтегазоматеринскими отложениями в ТПП считаются отложения доманикового горизонта верхнего девона, обогащенные ОВ морского генезиса.

Они выделяются в доманиковые фации и отличаются самым высоким содержанием в них органических остатков преимущественно зоо- и фитопланктонного состава, служащих источниками УВ. Именно они считаются основными нефтегазоматеринскими и генерирующими УВ отложениями в ТПП.

Специфика отложений доманикового типа заключается в их принципиальной возможности генерировать углеводороды, способные к эмиграции (перемещению в вышележащие и совмещенные толщи), и сохранению (аккумуляции) генерированных в этой толще углеводородов при относительно недалеком их перемещении, т.е. практически в одном месте. При наличии качественных экранирующих слоев над и под горизонтом, обогащенным ОВ в пе-

Регион	Толщи (свиты) способные содержать сланцевые УВ	Возраст отложений	Площадь распространения, км <sup>2</sup>	Эффективная мощность отложений (м)	Эталонный участок // удельная плотность ресурсов (млн. м <sup>3</sup> /км <sup>2</sup> )	Коэффициент аналогий	Ресурсы, газ (млрд. м <sup>3</sup> )
Восточная Сибирь	малгинская, шунтарская, аянская	рифей	119373	20	Вудфорд // 10,5	0,1	125
Восточная-Сибирь	куонамская	ранний кембрий	274504	30	Вудфорд // 10,5	0,1	288
Западная Сибирь	куонамская	ранний кембрий	62578	30	Вудфорд // 10,5	0,1	65
Восточная Сибирь	граптолитовые сланцы	ранний силур	73606	20	Энтрим // 19,3	0,2	284
Русская плита	доманик	поздний девон	236576	30	Энтрим // 19,3	0,1	457
Западная Сибирь	баженовская, яновстанская	поздняя юра	561384	35	Хейнесвил // 30,4	0,3	5119
Предкавказье	кумская, худумская	эоцен олигоцен	285945	100	Файеттвил // 52,0	0,2	2974
Сахалин Камчатка	даехуреинская уйминская вивентекская кулувинская	неоген	46197	100	Файеттвил // 52,0	0,1	240

Табл. 1. Оценка ресурсов с применением эталонов сланцевого газа основных нефтегазоматеринских формаций России.



ных по традиционным и нетрадиционным коллекторам и, соответственно, по подстилающим и перекрывающим толщам.

Наиболее богатой нефтегазогенерирующей толщей традиционно в ТПП считаются отложения доманикового горизонта верхнего девона (Рис. 3), а также вышележащие фациальные аналоги, обогащенные ОВ морского генезиса. Они выделяются в группу отложений доманикового типа и отличаются самым высоким содержанием в них органических остатков преимущественно зоо- и фитопланктонного состава, которые служат источниками УВ. Наиболее обогащенные органическим веществом породы объединяются в группу доманикоидов (Сорг 0,5-5%) и доманикитов (Сорг 5-25 %).

Нетрадиционные коллекторы часто приурочены к наиболее погруженным и удаленным от берега участкам седиментационного бассейна, где осаждались в основном глинистые частицы и органическое вещество. Для таких коллекторов не разработаны критерии прогноза нефтегазоносности объектов для постановки на них поисково-разведочного бурения, отсутствует прогнозирование продуктивных горизонтов доманикоидных отложений по простиранию.

В общем комплексе исследований, направленных на прогноз нефтегазоносности доманиковых отложений, существенную роль играют геохимические методы.

На любых уровнях геохимических исследований первоочередная задача при выявлении наличия нефтегазообразования в нефтегазоматеринских толщах – определение фациально-генетического состава ОВ. Для прогнозирования границ зон нефтегазообразования и фазового состояния УВ в недрах необходимо учитывать фациальные и генетические разновидности ОВ, его тип и содержание в породе, характер и особенности катагенеза ОВ.

Большую роль играют термобарические условия доманикоидных толщ. Как показывает практика, для оценки уровня катагенеза доманиковых отложений специалисты в настоящее время руководствуются данными разных методов. Поэтому одной из задач настоящей работы является выбор оптимального из них для конкретной геологической ситуации.

Важное значение имеют наличие и качество экраняющих толщ над и под доманикитами. Ими определяется возможность формирования традиционных залежей УВ в этих породах или миграция основного объема флюидов в другие отложения. При этом в доманикоидных породах остаются трудноизвлекаемые малоподвижные углеводороды, требующие специальных методик изучения и разработки. Результаты исследований доманиковых отложений могут послужить основанием для пересмотра существующих оценок ресурсного потенциала, выявления и обоснования наиболее перспективных участков с ожидаемыми традиционными залежами для проведения дальнейших геологоразведочных работ и лицензирования недр в пределах Тимано-Печорской и Волго-Уральской нефтегазоносных провинций.

Оценка указанных сланцевых толщ на сегодняшний день не выполнена. Сегодня силами крупных нефтегазодобывающих компаний, имеющих богатый опыт изучения «сланцевых» формаций мира (Shell, Conoco-Phillips) проводятся исследования по оценке потенциала на тер-

ритории обозначенных бассейнов. При этом необходимость изучения именно нетрадиционных источников УВ (в первую очередь сланцевых формаций) в России декларируется уже на уровне стратегических разработок правительства.

## Литература

Морариу Д., Аверьянова О.Ю. Некоторые аспекты нефтеносности сланцев: понятийная база, возможности оценки и поиск технологий извлечения нефти. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2013. Т.8. №1. [http://www.ngtp.ru/rub/9/3\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/3_2013.pdf)

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. К обсуждению понятийной базы нетрадиционных источников нефти и газа – сланцевых толщ. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2013а. Т.8. №3. [http://www.ngtp.ru/rub/9/27\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/27_2013.pdf)

Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. Роль нетрадиционных источников углеводородного сырья в минерально-сырьевой политике. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*. 2013б. №1. С.21-24.

EIA. U.S. Energy Information Administration. Дата доступа: март 2013. URL: <https://www.eia.gov/>

О.М. Prischepa, O.Yu. Averyanova, A.M. Zharkov. **Oil and gas deposits of Domanic type – a reserve to maintain hydrocarbons production in commercially developed areas.**

Timan-Pechora and Volga-Ural provinces of Eastern European platform are referred to industrial developed areas of oil production with the deteriorating structure of residual hydrocarbon reserves, forcing to search for new reserves of raw materials growth, including unconventional sources of hydrocarbons – shale strata. The top priority for the study and evaluation of their territories are complexes of Domanic and Domanician shale deposits.

*Keywords:* oil and gas shale deposits, Domanic type of deposits, domanicoids, hydrocarbons, East European platform.

*Олег Михайлович Прищепа*

Доктор геолого-минералогических наук. Генеральный директор Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»).

Тел.: (812) 273-43-83.

*Оксана Юрьевна Аверьянова*

Руководитель информационно-издательской группы Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»), ответственный редактор научного электронного журнала «Нефтегазовая геология. Теория и практика».

Тел.: (812) 273-61-47.

*Александр Михайлович Жарков*

Доктор геолого-минералогических наук. Заведующий отделом анализа эффективности ГРП и перспектив освоения УВ Приволжского, Южного и Уральского ФО России Федерального государственного унитарного предприятия «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» (ФГУП «ВНИГРИ»).

Тел.: (812) 719-80-06.

Санкт-Петербург, Литейный пр., д. 39.

## ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ДОБЫЧНОГО ПОТЕНЦИАЛА НЕФТИ ХМАО-ЮГРЫ

«Кризис энергоресурсов – это всегда не кризис недр, это – кризис геологических идей».

М.Т. Хэлбути – американский ученый геолог.

В статье оцениваются слагаемые добычного потенциала нефти ХМАО-Югры, который состоит из текущих остаточных запасов, прироста добычи нефти в результате современных технологий и МУН и прироста запасов нефти от геолого-разведочных работ. Приводятся сведения о перспективных технологиях, и оценивается КИН от их внедрения.

*Ключевые слова:* добычный потенциал, текущие запасы нефти, современные технологии, прирост запасов от ГРП.

Открытие в 1943 г. татарской нефти, славный 70-летний юбилей которого отмечается в нынешнем году, ознаменовало фактически рождение крупной Волго-Уральской нефтегазоносной провинции России. Березовский фонтан в 1953 г. провозгласил рождение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, большое влияние на становление и развитие которой, оказала братская бескорыстная помощь татарских нефтяников. Добыча западно-сибирской нефти началась в 1964 г.

Рисунок 1 демонстрирует динамику добычи нефти по округу и России в целом. С начала разработки югорских месторождений по 1982 г. происходил неуклонный рост годовой добычи по региону. За это время были введены в разработку Трехозерное, Мегионское, Усть-Балыкское, Западно-Сургутское, Советское, Правдинское, Самотлорское, Мамонтовское, Аганское, Федоровское, Варьеганское, Холмогорское, Лянторское, Повховское, Красноленинское и другие месторождения. В 1982-1988 гг. – период стабильной добычи на уровне 350-360 млн. т в год. За это время в разработку были введены Ван-Еганское, Приразломное, Тевлинско-Русскинское, Приобское месторождения. С 1989 г. до 1996 г. в связи со сменой общественных формаций в России происходит резкое падение уровня годовой добычи округа на 196 млн. т до 165 млн. т.

В 1998 г. началась вторая волна роста годовой добычи нефти в округе. В 2007 г. годовая добыча достигла 278 млн. т. В феврале 2012 г. была добыта 10 миллиардная с начала разработки тонна нефти. За 10 лет прирост составил 110 млн т. Большую роль при этом сыграло сгущение эксплуатационной сетки скважин, а также применение современных технологий нефтедобычи, среди которых следует назвать гидравлический разрыв пласта (ГРП), бурение горизонтальных скважин и боковых стволов. Без ГРП не были бы получены высокие уровни добычи нефти на Приобском и Малобалыкском место-

рождениях, а без бурения горизонтальных скважин на Федоровском месторождении.

Увеличению добычи нефти по округу во многом способствовал стабильный рост объемов эксплуатационного бурения, которые с 1999 г. по 2012 г. выросли на 10 млн. м до 13,7 млн. м.

Большое значение в увеличении окружной добычи нефти имел прирост промышленных запасов нефти в результате геолого-разведочных работ, который за период с 1996 г. составил свыше 1,7 млрд. т. В 2012 г. из запасов этих месторождений было добыто свыше 50 млн. т нефти. Средний ежегодный прирост промышленных запасов превышал 100 млн. т.

С 2008 г. началось естественное снижение добычи нефти по округу, что делает актуальным оценить добычный потенциал Югры на современном этапе и наметить пути его реализации.

Оценивая добычный потенциал нефти ХМАО-Югры, рассмотрим его слагаемые.

1. Текущие запасы нефти, стоящие на государственном балансе в количестве 54% начальных извлекаемых запасов округа. В состав этих запасов входят текущие запасы 248 разрабатываемых месторождений, и имеются еще 186 ме-

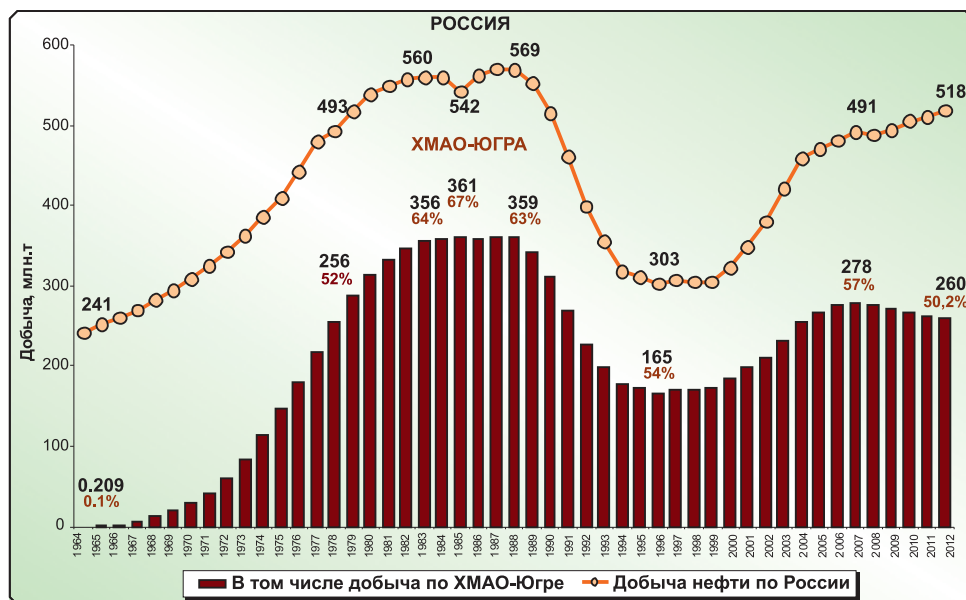


Рис. 1. Динамика годовой добычи нефти по России и ХМАО-Югре.



сторождений, не введенных в разработку с извлекаемыми запасами в 376 млн. т нефти. Из всех этих месторождений в 2020 г. планируется добыть 170 млн. т и в 2030 г. около 100 млн. т.

Кроме этих месторождений имеются разведанные извлекаемые запасы нераспределенного фонда недр, и предварительно оцененные запасы категории  $C_2$ .

Рисунок 2 дает представление о структуре извлекаемых запасов нефти ХМАО-Югры, из которого видно, что с начала разработки отобрано 46% извлекаемых запасов, а 54% еще находится в недрах округа. Текущий коэффициент извлечения нефти равен 0,156 доли ед. Разбуренные разведанные запасы, из которых производится добыча нефти, составляют 18% и разведанные неразбуренные также 18%. За счет предварительно оцененных запасов  $C_2$  неразбуренные запасы могут увеличиться еще на 7% и составить 25% от общих запасов округа. Даже с учетом того, что качество этих запасов ниже качества ранее разбуренных запасов, добычный потенциал нефти остаточных запасов округа, стоящих на государственном балансе, представляется довольно значимым.

Рисунок 3 характеризует распределение текущих извлекаемых запасов по продуктивным комплексам Югры. Наибольшее количество остаточных текущих запасов содержат отложения меловой системы (54% с КИН – 0,385 дол. ед.). 20% остаточных запасов с КИН – 0,240 дол. ед. приходится на отложения тюменской свиты (средняя юра), далее идет верхнеюрский комплекс (11% с КИН – 0,348 дол. ед.) и ачимовская толща (10% с КИН – 0,260 дол. ед.). Баженовско-абалакская толща и доюрский комплекс, хотя и составляют в настоящее время единицы процентов, но представляют обнадеживающую перспективу на будущее.

Рисунок 4 характеризует выработанность запасов и обводненность продукции скважин продуктивных комплексов Югры. Наибольшую выработанность и обводненность имеют высокопродуктивные отложения меловой системы и верхней юры, однако несмотря на это, они содержат еще большие объемы нефти и являются масштабными объектами для выработки остаточных запасов.

2. Прирост добычи нефти в результате применения современных технологий и методов увеличения нефтеотдачи является вторым слагаемым добычного потенциала округа. Методы увеличения нефтеотдачи (МУН) и проводимые геолого-технологические мероприятия (ГТМ) сыграли значительную роль в росте годовых уровней окружной добычи с 2001 г. На рис. 5 приведена динамика прироста добычи нефти по результатам ГРП, бурения боковых стволов и горизонтальных скважин. С 2007 г. активный прирост добычи прекращается и выполаживается по всем трем кривым.

Снижается как эффективность работ, так и охват фонда геолого-техническими мероприятиями и, как следствие, наблюдается снижение прироста добычи нефти от проводимых операций с 31 млн. т в 2006 г. до 22 млн. т в 2012 г. Традиционные технологии снижают свои возможности для роста добычи. Стратегия повышения нефтеотдачи состоит в создании новых технологий нефтедобычи, базирующихся на глубоких фундаментальных исследованиях.

Сложившееся в нефтедобыче Югры положение может быть улучшено только на путях инновационного развития отрасли. Инновации являются одним из средств, которые

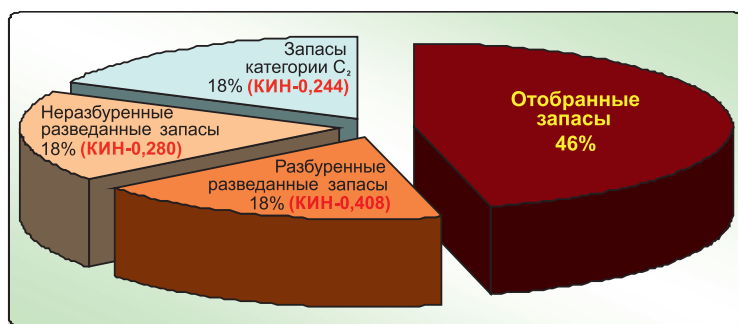


Рис. 2. Извлекаемые запасы ХМАО-Югры.

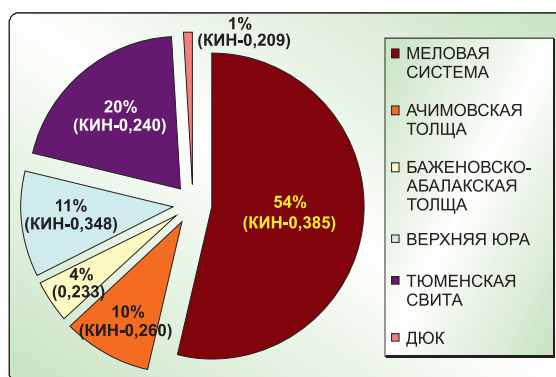


Рис. 3. Текущие извлекаемые запасы продуктивных пластов ХМАО-Югры.

можно противопоставить ухудшению сырьевой базы добычи, росту обводненности продукции, снижению дебитов скважин. Это подразумевает глубокое изучение керна и пластовых флюидов. В настоящее время невозможно создание инновационных технологий без изучения тонкой поровой структуры горной породы, без определения энергетической структуры начальных и текущих запасов нефти, без изучения взаимодействия пластовых флюидов с горной породой, без использования воздействия на продуктивные пласты различных физических полей. Инновационные технологии должны давать ощутимый эффект, выражающийся в значительном приросте извлекаемых запасов.

Большой интерес в условиях Югры представляет выработка остаточных запасов высокопроницаемых обводненных крупнейших разрабатываемых месторождений округа: Сомотлорского, Федоровского, Мамонтовского и др., которые, несмотря на длительный период эксплуатации, еще содержат значительные запасы нефти.

Была произведена оценка возможности применения для выработки этих запасов одной из комплексных технологий физико-химического воздействия на пласт – АСП, предусматривающую закачку в пласт щелочи, ПАВ, полимеров и позволяющую добыть дополнительную нефть, не стоящую на балансе. Для этого на 73 месторождениях округа после консультаций со специалистами Французского института нефти (IFP) были подобраны 157 объектов, подходящих по геолого-технологическим условиям для применения этой технологии. Суммарные извлекаемые запасы этой выборки объектов согласно Государственному балансу составляют 10 млрд. т нефти. После воздействия технологии АСП на выбранные объекты извлекаемые запасы должны превысить запасы, стоящие на балансе, а КИН должен возрасти на 0,043 дол. ед.

Применение этой технологии даст не только возмож-

ность стабилизировать добычу нефти, но и позволит обеспечить действительно рациональное пользование недрами. Уже в первые 5-10 лет после массового внедрения этой технологии есть возможность увеличить добычу по округу на 15-20 млн. т в год. В настоящее время один из недропользователей, работающих в округе, «Салым Петролеум Девелопмент НВ» исследует возможности данного вида воздействия на Западно-Салымском месторождении. Начало опытно-промышленных работ намечено на 2014 год.

Большие возможности для повышения эффективности разработки имеют газовые и газоводяные методы. В мире более 150 месторождений разрабатывается с закачкой углеводородного, углекислого газа, азота. С помощью газовых методов в Норвегии удалось поднять КИН с 30% до 50%, и ставится задача довести его до 60%. В округе применение методов газового воздействия только начинается. Считаем, что их применение существенно повысит добычный потенциал округа.

Значительный прогресс был достигнут в результате применения многозонного гидроразрыва в горизонтальных скважинах по сравнению с обычной технологией. Большие и успешные объемы работ в этом направлении были проведены Роснефтью, ТНК-ВР и НК «Лукойл». Так средний дебит по 9 горизонтальным скважинам НК Роснефти на Восточно-Правдинском, Ефремовском, Приобском и Омбинском месторождениях составил 177 т/сут при среднем по округу 11 т/сут. Хорошие результаты в регионе показывает опробование «азотно-пенного гидроразрыва пласта» с ростом дебитов по нефти на 10-15%.

Незаслуженно забыты дилатансионные методы, в свое время успешно опробованные на Мамонтовском месторождении. При опробовании технологии дебит по нефти скв. №587 увеличился с 20 до 40 т/сут (в 2 раза), скв. №612 с 15 до 53 т/сут (в 3,5 раза), скв. № 688 с 7,2 до 40 т/сут (в 5,5 раз). Продолжительность эффекта 1,5-2 года при длительности эффекта от ГРП 4-6 месяцев. Положительное влияние технологии частично прослеживалось и по соседним скважинам.

Начала применяться в округе технология одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), на многопластовых месторождениях. В условиях Югры внедрение тысячи установок ОРЭ позволяет обеспечить прирост годовой добычи в 2,5 млн. т нефти.

Несколько слов об акустическом пороховом генераторе давлений, разработанном «Пермским пороховым заводом». Опробование его на низкодебитных скважинах Ша-

имского района показало, что прирост дебита скважин по нефти в среднем составил 2,5 раза. Технология как бы создана для интенсификации низкодебитных скважин. Учитывая, что в 2012 г. на месторождениях Югры с дебитом менее 5 т/сут работало 32 тыс. скважин с годовой добычей 26 млн. т, можно ожидать от применения этой технологии существенный прирост годовой добычи нефти округа.

Следует упомянуть об успешном опробовании на месторождениях округа плазменно-импульсного воздействия на пласт, разработанного кафедрой геофизики Санкт-Петербургского технического университета им. Г.В.Плеханова совместно с научно-производственным центром «Гео-МИР». С 2007 г. промышленным внедрением метода занималась компания «Новас». Работы были проведены в более чем 150 скважинах. Эффект был получен в 82% случаев и длился от 6 до 24 месяцев. Среднее увеличение дебита более 50%, приемистости 20-50%. Работы проводились на Южно-Приобском, Вахском, Зап.-Полуденном и других месторождениях. Положительные результаты были получены даже в коллекторах с пористостью 2-3% и проницаемостью 1,5-3 мД.

Успешно опробовали на Самотлорском и Ватинском месторождении имплозивную обработку призабойной зоны пласта установкой УСИ-3А, разработанной ООО «АРС» г. Омск. Дебит по нефти увеличился в 2 раза.

Технология реализации методов, химические реагенты, оборудование – дорогостоящие, поэтому в зависимости от объема применения, произведенных затрат и получаемого эффекта потребуются стимулирование этих работ со стороны государства. Необходимо внести изменения о предоставлении налоговых льгот, хотя бы частично покрывающих дополнительные затраты компаний и стимулирующие их к внедрению современных инновационных технологий.

Большое внимание в недрах Югры привлекают баженовско-абалакские отложения с их многомиллиардными ресурсами углеводородов. До 2007 г. годовой уровень добычи из этих отложений не превышал 120 тыс. т, а с 2007 г. недропользователи округа начали проявлять к ним интерес, что выразилось в росте годовой добычи, которая в период 2009-2012 г. превысила 500 тыс. т.

ОАО «РИТЭК» создание технологии разработки баженовско-абалакских отложений связывает с термогазовым методом воздействия на пласт, который основан на закачке воздуха и нагревании породы в результате окислительных процессов до температуры 360-420°C, когда в органическом материале (керогене) начинает происходить пиро-

лиз углеводородов. Метод был предложен сотрудниками ВНИИ-нефть в 1971 г. Имеется опыт его применения в ряде стран мира (США, Канада, Украина, Норвегия). Только в США с применением термогазового воздействия разрабатывается 11 месторождений, 5 из которых характеризуется высокой рентабельностью, и еще по 4 хорошие эко-

Продуктивные комплексы	КИН на Государственном балансе, доли ед.	Прирост промышленных извлекаемых запасов АВС1, млрд т	Оцениваемый КИН, доли ед.	Прирост КИН, доли ед.
1. МЕЛОВАЯ СИСТЕМА	0,385	1,40	0,425	0,04
2. АЧИМОВСКАЯ ТОЛЩА	0,260	0,20	0,330	0,07
3. БАЖЕНОВСКО-АБАЛАКСКАЯ ТОЛЩА	0,233	0,10	0,273	0,04
4. ВЕРХНЯЯ ЮРА	0,348	0,10	0,378	0,03
5. СРЕДНЯЯ ЮРА (ТЮМЕНСКАЯ СВИТА)	0,240	0,20	0,270	0,03
6. ДОЮРСКИЙ КОМПЛЕКС	0,209	0,10	0,249	0,04
<b>ИТОГО ПО ХМАО-ЮГРЕ</b>	<b>0,371</b>	<b>2,1</b>	<b>0,411</b>	<b>0,04</b>

Таблица. Оценка ожидаемого прироста извлекаемых запасов и КИН в результате внедрения инновационных технологий.

номические показатели ожидаются в перспективе. КИН по этим месторождениям оценивается в пределах от 0,28 до 0,64 дол. ед. Опытно-промышленные работы начаты ОАО «РИТЭКом» на Средне-Назымском месторождении в 2009 г. Большой объем работ на баженовско-абалакских отложениях проводит НК «Сургутнефтегаз», у которого наибольшая в округе добыча нефти из этих отложений.

Создание технологии разработки баженовских отложений коренным образом может решить проблему сырьевого обеспечения добычи нефти в ХМАО-Югре. Однако, проблема эта весьма сложная, трудоемкая и не может быть решена отдельными даже крупными компаниями без участия Государства и объединения усилий всех заинтересованных в ее успешном решении. Для этого необходима «Государственная программа промысловых испытаний и обоснования инновационного комплекса разработки месторождений баженовско-абалакских отложений», результатом реализации которой явятся не 500 тыс, а миллионы тонн нефти, и не на шельфе полярных морей, а в относительно обустроенной Западной Сибири.

Оценка ожидаемого прироста извлекаемых запасов и КИН в период до 2030 г. в результате внедрения выше упомянутых инновационных технологий по продуктивным комплексам Югры приведена в таблице. Наибольший при-

рост промышленных извлекаемых запасов  $ABC_1$  ожидается на месторождениях меловой системы, сосредоточившая в себе 54% остаточных текущих извлекаемых запасов ХМАО-Югры, максимальный прирост КИН ожидается в отложениях ачимовской толщи.

В целом, ожидаемый прирост извлекаемых запасов составляет 2,1 млрд. т с приростом КИН на 0,04 доли ед. с 0,371 до 0,411. В 2020 г. за счет инновационных технологий предполагается получить прирост годовой добычи в 35 млн. т, а в 2030 г. 60 млн. т. Для достижения результатов оценки рекомендуется применение выше упомянутых технологий, большинство из которых прошли апробацию в условиях Югры.

3. Третьим слагаемым добычного потенциала Югры является прирост запасов нефти по результатам ГРП за период до 2030 г. в объеме 2,5-3 млрд. т в зависимости от объемов поисково-разведочного бурения, в том числе за счет перевода предварительно оцененных запасов категории  $C_2$  в запасы промышленных категорий предполагается прирастить более 1 млрд. т нефти. Большие надежды мы возлагаем на результаты опоскования в пределах округа мезозойских отложений Карабахской и Юганско-Колтогорской поисковых зон. Объектом изучения наряду с другими должен стать баженовско-абалакский комплекс, разведанность которого крайне недостаточна. И наконец, настала пора начать работы по поиску и разведке месторождений домезозойской-палеозойской нефти, промышленные притоки которой были получены как на территории Югры, так и на месторождениях Томской области в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Высока вероятность открытия под мезозойским этажом палеозойской нефти, для разведки которой потребуются методика проведения работ, отличающаяся от методики, применяемой на мезозой, и включающая гравимагнитные высокоточные методы, магнитно-теллурические зондирования, изучение теплового поля и глубинных тепловых потоков, а также другие методы. Направление ГРП на поиск месторождений домезозойской нефти и газа представляется нам весьма перспективным.

Из запасов, выведенных из разведки в 2020 г., предполагается добыть 45 млн. т нефти и в 2030 г. около 90 млн. т.

В целом, несмотря на некоторое снижение годовой добычи нефти на месторождениях округа добычный потенциал ХМАО-Югры еще довольно высок и способен стабилизировать уровень годовой добычи нефти в регионе.

Внедрение рекомендуемых технологий сдерживается из-за сложившейся к настоящему времени законодательной и нормативной практики. Мы используем нормативные документы прошлого века, которые нуждаются в пересмотре. Неудовлетворительное состояние технологического проектирования, разработки полезных ископаемых и использования передовых соответствующих технологий вызвало необходимость указания Президента РФ Путина В.В. на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК 13.02.2013 г. обратить особое внимание на соблюдение всеми недропользователями существующего по-

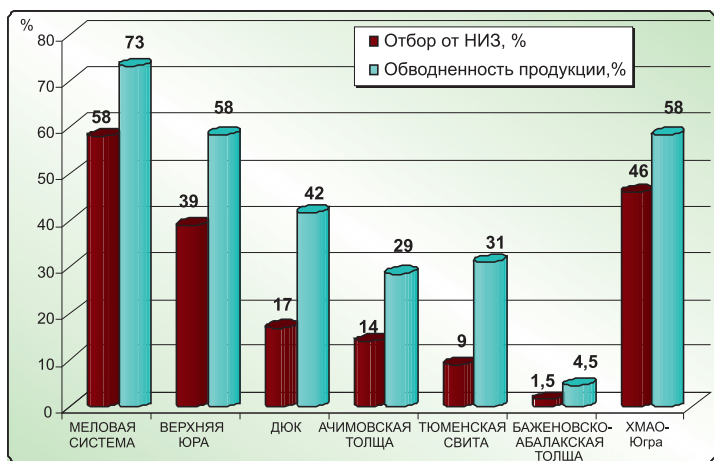


Рис. 4. Характеристика выработанности запасов и обводненности продукции скважин продуктивных комплексов ХМАО-Югры.

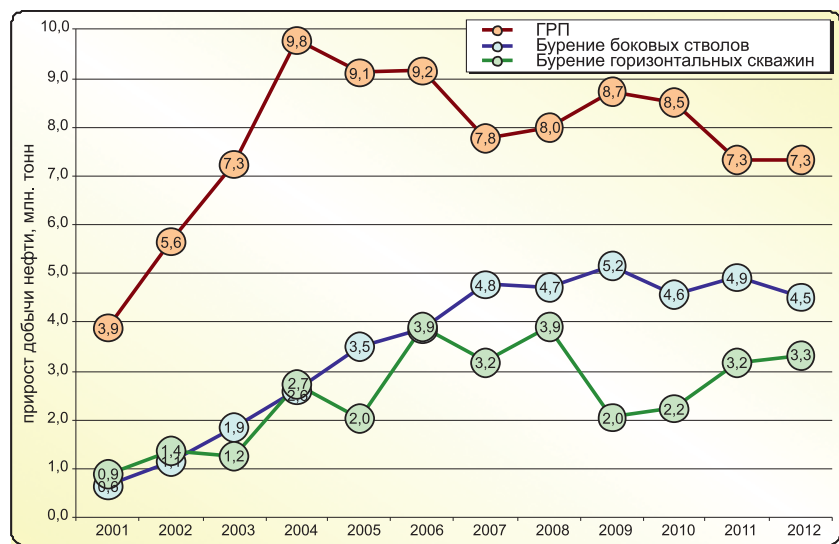


Рис. 5. Динамика прироста добычи нефти по результатам ГТМ на скважинах ХМАО-Югры.

рядка разработки месторождений, исключаящего выборочный отбор запасов, введение обязательных регламентов на проектирование и разработку месторождений, проведение своевременной самой серьезной комплексной экспертизы проектов освоения месторождений и контроль за исполнением принятых решений. В комиссию по согласованию технических проектов, по мнению Президента РФ, должны входить помимо сотрудников министерств и ведомств, экологи, ученые, эксперты, а также представители компаний, которые ранее были выведены из состава комиссии, что явилось грубой ошибкой, так как исключилось участие в работе комиссии весьма квалифицированных специалистов, непосредственно занимающихся разработкой месторождений.

В настоящее время производится подготовка новых регламентов проектирования и разработки нефтяных и газонефтяных месторождений, призванных устранить недочеты нормативных актов в этой области. Однако, к первой редакции этих «Правил» имеется целый ряд принципиальных замечаний, основные из которых сводятся к тому, что в них не уделено внимание растворенному газу, методам интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи. Недостаточно освещены вопросы контроля за процессом разработки, рациональной выработкой запасов и выполнением проектных решений. Не предусмотрена необходимость проведения мониторинга разработки нефтяных месторождений. Считаем, что в «Правилах» необходимо прописать статус, роль и функции комиссий по разработке месторождений. В представленном виде «Правила разработки» нуждаются в доработке.

Разработка нефтяных месторождений должна исходить из следующих принципов.

Недра и содержащиеся в них полезные ископаемые принадлежат государству, которое временно предоставляет их недропользователям для поиска, разведки и добычи полезных ископаемых. Одной из основных задач разработки нефтяных месторождений является обеспечение потребностей общества и народного хозяйства в топливно-энергетических ресурсах и нефтепродуктах на длительный период. Разработка нефтяных месторождений должна обеспечить рациональное бережное использование запасов углеводородов с максимально возможным коэффициентом их извлечения. Разработка нефтяных месторождений должна обеспечивать поступление дохода государству в бюджеты всех уровней. При разработке нефтяных месторождений должен быть обеспечен прозрачный учет добываемых углеводородов. Разработка нефтяных месторождений должна вестись в полном соответствии с технологическими проектными документами, прошедшими Государственную экспертизу и с использованием только запасов, поставленных на Государственный баланс. Проектные документы должны служить своеобразным компромиссом между интересами государства и недропользователя. При разработке нефтяных месторождений должна быть обеспечена охрана недр, окружающей среды и безопасные методы проведения всех видов работ. При экономической оценке вариантов разработки нефтяных месторождений расчеты следует проводить по единым для каждого региона нормативам, свободным от конъюнктурных соображений, что даст возможность сравнения различных месторождений. По итогам прошедшего года недропользователь представляет

в комиссию по разработке результаты выполнения проектных показателей разработки нефтяных месторождений за истекший год. С самого начала и до конца эксплуатации разработка нефтяных месторождений должна сопровождаться проведением исследований по контролю за процессом разработки и выработкой запасов углеводородов, мониторингом разработки месторождений.

Большие нарекания вызывает сама система технологического проектирования разработки нефтяных месторождений, излишне формализованная. Технологическое проектирование должно быть инновационным, базироваться на качественной исходной информации, которой зачастую не хватает из-за экономии на исследованиях. Проектный документ должен предусматривать внедрение новых технологий. В геолого-технологических моделях месторождений, используемых для прогнозирования технологических параметров, при недостатке информации недопустимы произвольные допущения, необоснованные аналогии, домыслы, догадки. Модели должны быть адекватны реальным горно-геологическим условиям месторождения. Слабым местом проектных технологически документов является экономическое обоснование вариантов разработки из-за неопределенности нормативов затрат, различающихся у недропользователей даже одного региона. В Казахстане во избежание этого предусмотрена экономическая экспертиза проектных документов. Одним из существенных недостатков существующей системы технологического проектирования является необязательность выполнения утвержденных решений, т.к. не предусмотрен должный контроль за их выполнением. В законодательном порядке необходимо предусмотреть мониторинг разработки и выполнения проектных решений. Необходимо добиваться не только достижения проектных уровней добычи и бурения, но и проведения всего комплекса исследований, предусмотренных проектным документом.

Для реализации добычного потенциала округа необходимо следующее.

На Федеральном уровне разработать четкую стратегию развития отрасли, обеспечить принятие нормальных федеральных законов, нормативных документов, стандартов, регламентов, методических руководств, регулирующих деятельность ТЭК, взять государству на себя ведение НИОКР по важнейшим направлениям, обеспечивающим научно-технический прогресс в отрасли и подготовку элитных кадров.

Контроль за деятельностью недропользователей должен производиться на уровне субъектов федерации, которые должны проводить мониторинг разработки и обустройства месторождений, включая выполнение проектных решений, внедрение МУН с последующим принятием управленческих решений по нормализации выявленных отклонений.

Предусмотреть наряду с применением экономических санкций за нарушение принятых на себя недропользователем обязательств в области разработки и обустройства месторождений, стимулирование бережного рационального использования запасов и повышения КИН, применения новых более совершенных технологий нефтеотдачи.

Считать целесообразным комиссиям по запасам проводить экспертизу и утверждать с постановкой на Госбаланс запасов подвижной нефти наряду с геологическими и извлекаемыми запасами.

## ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕАЛИЗАЦИИ ИННОВАЦИОННОГО КОМПЛЕКСИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В статье рассмотрены состояние темпов воспроизводства УВ за последние 20 лет, вопросы улучшения динамики, добычи в обеспечение плановых показателей, предусмотренных в «Энергетической стратегии России на период до 2030 года». Изложены приоритетные направления развития научно-методического обеспечения ГРР и добычи УВ.

*Ключевые слова:* воспроизводство МСБ, разработка месторождений, КИН, добыча, МУН, финансирование.

### Введение

Нефтегазовый комплекс нашей страны является базовой отраслью экономики и играет определяющую роль в обеспечении энергоресурсами Российского государства и поддержании мировой энергетической стабильности. Вместе с тем, снижение темпов воспроизводства ресурсной базы углеводородов, произошедшее за последние 20 лет, уже стало сказываться на динамике добычи и обеспечении плановых показателей, предусмотренных в актуализированном варианте «Энергетической стратегии России на период до 2030 года».

Всего доказанные запасы нефти в РФ составляют 10,8 млрд.т. За последние 15 лет дефицит прироста запасов нефти в России по отношению к добыче достиг 1,2 млрд.т, а объем текущих извлекаемых запасов на

одно месторождение сократился с 10,8 млн.т в 1992 г. до 4,9 млн.т в 2012 г. Почти 93% текущих запасов нефти находятся в распределенном фонде. Оставшиеся 7% разведанных запасов нефти представлены мелкими, находящимися на грани рентабельности, месторождениями.

Также следует отметить целый ряд негативных тенденций:

– средние извлекаемые запасы вновь открываемых нефтяных месторождений в главной нефтяной провинции – Западной Сибири, снизились с 76,6 млн. т в 1975 г. до 2,2 млн. т в 2012 г., по остальным нефтяным провинциям России с 26,5 млн. тонн до 0,9 млн. тонн в соответствующие годы;

– свыше 30% запасов нефтяных компаний находятся за гранью рентабельности;

Окончание статьи А.В. Шпильмана, И.П. Толстолыткина «Пути реализации добычного потенциала нефти ХМАО-Югры»

Считать необходимым провести в 2014-2015 гг. аудит запасов нефти на месторождениях ХМАО-Югры с их экономической оценкой. Оценка запасов должна характеризовать количество запасов нефти разных категорий; их экономическую характеристику с учетом плотности запасов, удаленности от мест переработки или транспортировки, глубины залегания залежей, наличия инфраструктуры дорог, энергоснабжения, трубопроводов, населенных пунктов и т.п.; степень выработанности залежей нефти; величину остаточных запасов на разрабатываемых месторождениях, уделив особое внимание оценке  $C_2$ ; состояние с использованием попутного нефтяного газа.

На основании проведенного аудита недропользователи должны составить программу их освоения с указанием сроков и конкретных технологий интенсификации и МУН.

Стратегия решения проблемы повышения нефтеотдачи и реализации добычного потенциала нефти на месторождениях ХМАО-Югры состоит в том, что пришло время осознать и принять науку с ее инновациями в качестве прямой производственной структуры в системе добычи нефти, которая имеет все возможности стабилизировать добычу нефти в регионе на длительную перспективу. Югра еще многие годы будет передовым районом в России по добыче нефти.

A.V. Shpilman, I.P. Tolstolytkin. **Ways of implementation of oil production potential of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra.**

The paper evaluates the terms of the oil production potential of Khanti-Mansiysk Autonomous District-Yugra, which consists of the current residual reserves, oil production growth as a result of application of advanced technologies and enhanced oil recovery, as well as oil reserves increment from exploration activities. Information is provided about prospecting technologies, oil recovery factor is estimated on their implementation.

*Keywords:* production potential, current oil reserves, modern technologies, reserves increment from exploration activities, oil recovery factor.

*Александр Владимирович Шпильман*

Директор АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им.В.И. Шпильмана»  
+7(3452)229710, 400191

*Игорь Петрович Толстолыткин*

Зав.отделением мониторинга разработки нефтяных месторождений АУ «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В.И. Шпильмана»  
+7(3452)229444

625026 г. Тюмень ул. Малыгина 75, а/я 286

– запасы нефти высокопродуктивных месторождений, обеспечивающих более 60% добычи, выработаны более чем на 50%;

– доля вовлеченных 20 лет назад в разработку запасов с дебитом 25 т/сут. и более составляла 55%, сейчас 55% составляют запасы с дебитом 10 т/сут. и менее, средний дебит скважин по стране 13 т/сут. против 48 т/сут.;

– свыше 70% в балансе запасов составляют доля трудноизвлекаемых запасов нефти (т.е. требующих сложных и затратных технологий);

– резкое увеличение фонда неработающих скважин с 9-12% в начале 90-х годов до 25-30% по отдельным крупнейшим нефтяным компаниям;

– систематическое отставание фактической годовой добычи нефти от проектных показателей. В 2012 году согласно технологическим схемам разработки месторождений добыча нефти должна составить 570 млн. т, фактическая добыча без учета газового конденсата составила менее 500 млн. т.

Для того, чтобы выйти на продекларированный уровень добычи в 525 млн. т нефти в год и стабильно удерживать его требуется ежегодно хотя бы двукратное приращение запасов, для чего нет никаких оснований. Остаточные запасы нефти в России, с учетом их простого воспроизводства, позволят лишь в течение ближайших 15-20 лет обеспечивать запланированную добычу, после чего неизбежно произойдет её резкое падение до 200-250 млн. т в год, и уже к 2030-2035 году России не сможет не только экспортировать нефть, но и обеспечивать ею свои внутренние потребности (Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений, 2013; Грунис, 2009а).

Начиная с 90-х годов прошлого столетия, годовая добыча нефти в России не компенсировалась приростом запасов, средняя восполняемость не превышала 85%. И только с 2006 г. наметилась тенденция восполнения запасов за счет геологоразведочных работ. Причем коэффициент прироста составил всего 1,03, т.е. являлся простым воспроизводством. За 2012 год прирост за счет ГРП составил всего 17% (49 месторождений поставлено на Государственный баланс). Попытки увеличить этот коэффициент за счет переоценки запасов (главным образом за счет повышения КИН) являются, по сути, манипулированием цифрами, не имеющим ничего общего с реальными приростами, что в ряде случаев обуславливает виртуальность наших запасов.

Очевидно, что простое воспроизводство запасов не позволяет уверенно смотреть в будущее и надеяться на доведение добычи нефти до планового уровня. Однако, новые запасы, полученные на основании изменения значения КИН, могут быть приняты только на основании системного контроля за разработкой месторождений путем проведения комплекса углеродно-кислородного каротажа, широкого спектра акустики, генератора нейтронов и электрометрии в скважинах с стеклопластиковым хвостиком или даже в металлической колонне, с определением текущей и остаточной нефтенасыщенности по всему месторождению или залежи до проведения МУН и после проведения.

Каковы же причины столь нерадостного состояния нефтяной промышленности России? Их несколько. Вот основные из них.

### 1. Отход государства от подготовки сырьевой базы вообще и нефтяной промышленности в частности

В настоящее время за счет средств недропользователей выполняется до 95% ГРП и только 5% – за счет федерального бюджета. Причем более половины государственных средств вкладываются в изучение геологии Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия).

Произошел развал единой геологической службы России. С 1990 г. число сотрудников геологической службы уменьшилось в 10 раз, объем разведочного бурения сократился более чем в 6 раз, существенно снизился объем геофизических работ. Были ликвидированы высокопрофессиональные геологические и технологические службы отраслевых министерств.

Разрушалась единая нефтяная промышленность страны, а её отдельные фрагменты перешли в частные компании. За последние 15 лет число недропользователей в России возросло более чем в 3 раза: с 213 (1996 г.) до 777 (2010 г.). В то же время, начиная с 2008 г. число недропользователей, получивших лицензии на ГРП, сократилось почти на треть (Давыденко, 2010).

Уменьшился объем финансирования научных исследований, и сократилось количество комплексных обобщающих научных тематик, ориентированных на познание закономерностей образования и размещения нефтяных скоплений по площади и по разрезу. Подобные обобщения возможно проводить лишь на основе новых геолого-геофизических данных. Учитывая, что эти данные находятся в руках частных недропользователей, они не доступны для широкого круга отечественных геологов и геофизиков. Геолого-геофизическая информация оказалась закрытой или же требует значительных усилий и средств для ее получения. Поэтому геологические исследования, как правило, ограничены рамками лицензионных участков. Появилась, образно говоря, так называемая «лоскутная геология».

### 2. Резкое сокращение объемов финансирования ГРП

В ценовом выражении невозможно сравнить финансовые затраты на ГРП в советское и постсоветское время. Однако в период с 2005 г. по 2008 г. они возросли соответственно с 70,4 млрд. руб. до 176,4 млрд. руб., а в 2009 г. сократились до 137,7 млрд. руб. (т.е. на 22%), 2010-2012 гг. – 109 и 108 млрд. руб. соответственно (Рис. 1.). Более подходит для сравнения объемы глубокого поискового разведочного бурения: в РСФСР они составляли 4-6 млн. м/год, в России в 2005 г. – 1120 тыс. м, в 2008 г. – 1565 тыс. м, в 2009 г. – 862 тыс. м (т.е. упали по сравнению с 2008 г. на 45%, а по сравнению с советским периодом сократились более чем в 6 раз). Известно, что имеется прямая корреляция между объемами глубокого бурения и приростом запасов УВ сырья: чем больше бурят, тем больше открывают месторождений и приращивают запасы.

### 3. Выработанность запасов нефти в регионах традиционной нефтедобычи

Практически все нефтяные месторождения, которые в настоящее время обеспечивают нефтедобычу в России, были открыты 30-40 лет тому назад. Сейчас это выработанные месторождения, которые вступили или вступают в стадию падающей добычи. В европейской части России, в наиболее старом нефтегазодобывающем регионе степень выработанности запасов по нефти уже превышает 70%.

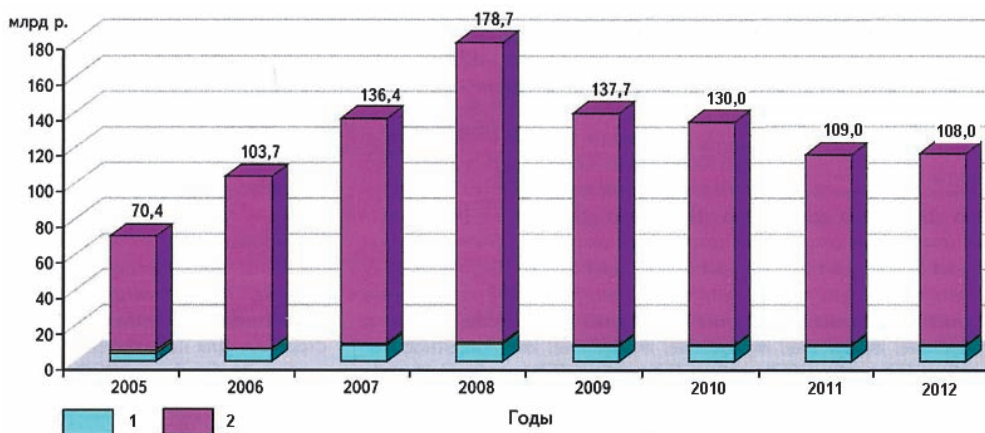


Рис. 1. Затраты на ГРП, выполненные за счёт средств всех источников финансирования на территории РФ и континентальном шельфе в 2005-2012 гг.

Похожая картина и в Западной Сибири, где более 150 наиболее крупных нефтяных месторождений находятся в стадии падающей добычи. Среди них такие гиганты, как Самотлор, Мамонтовское, Федоровское, Южно-Сургутское, Северо-Варьганское и многие др.

**4. Уменьшение размеров запасов вновь открываемых месторождений**

За последние 40 лет средние запасы открываемых в России нефтяных месторождений снизились в тридцать раз и составили всего 900 тыс.т. (Рис. 2).

По состоянию на 01.01.2012 г. в России выявлено всего 22 уникальных нефтяных месторождений, из более чем 2000 месторождений, накопленная добыча которых составила 41% от общей накопленной добычи России.

**5. Снижение коэффициента извлечения нефти**

В советский период средний КИН по стране составлял 0,45, к настоящему времени он упал до 0,3, Это объясняется рядом причин, прежде всего: вовлечением в освоение залежей нефти в низкопроницаемых коллекторах, разработкой залежей высоковязких нефтей, относительной дороговизной новых эффективных методов воздействия на пласт (закачка полимерных растворов, поверхностно-активных веществ и др.), высокой обводненностью залежей, нежеланием частных компаний использовать дорогостоящие методы увеличения нефтеотдачи и тем самым уменьшать свои доходы. Так себестоимость добычи нефти долларов/баррель составляет: заводнение – 2,5-7, закачка полимеров – 11-20, тепловые методы – 10-25, CO<sub>2</sub> – 10-30, ПАВ – 25-50.

С 1992 года резко сократились объемы работ, направленных на повышение нефтеотдачи – объемы МУН стали жестко контролироваться экономическими условиями и политикой цен на нефть. Либерализация недропользования привела к тому, что проектные документы, рассматриваемые ЦКР, носят рекомендательный характер, поэтому происходит ускоренный выборочный отбор активных запасов (сегодня они составляют 29,5%) с рассогласованием систем разработки и нарушением их целостности. Из методов МУН в основном реализуются системы интенсификации притоков нефти: ГРП, бурение боковых стволов (наибольший объем, обусловленный экономическими соображениями) и горизонтальных скважин. Причем ука-

занные технологии реализуются лишь на выборочных участках месторождения (залежи). Если ситуация не изменится, то активные запасы при сохранении достигнутых темпов добычи будут выработаны до 2018 года.

В последние годы проекты разработки, апробируемые ЦКР Роснедра, предусматривают опытно-промышленные работы по применению МУН. К сожалению, даже утвержденные проектные

сценарии и решения на практике реализуются не в полном объеме. Это также снижает потенциал прироста КИН. Несовершенство проектных документов и снижение требовательности к контролю их исполнения, их низкое качество являются одной из причин, тормозящих прогресс в области инноваций. Следует отметить и недостоверность данных по контролю за разработкой (в частности, общеизвестные факты искажения учета добываемой продукции скважин.)

Несовершенство моделирования и расчетов обусловлено недостатками используемой недропользователями информационной базы и, прежде всего, игнорированием возможностей современной геофизики. Как следствие, межскважинное пространство, охватывающее весь объем залежи, остается без достоверной информации. Между тем в пределах этого пространства от ячейки к ячейке происходят неподдающиеся строгому математическому описанию изменения характеристик фильтрационных параметров пластов, знание которых необходимо для управления процессом разработки. Сегодняшние геологические и фильтрационные модели, построенные на недостаточной информационной базе пригодны лишь для качественной относительной оценки возможных сценариев разработки на ранней стадии освоения месторождений. Объекты, находящиеся в зрелой и поздней стадии разработки, нуждаются в фильтрационных моделях, позволяющих рассчитывать динамику показателей с большей точностью на длительный период до достижения конечной нефтеотдачи, чтобы с удовлетворительной точностью оценить экономическую эффективность и выбрать наиболее предпочтительные среди технологий и способов воздействия на пласт. По нашему мнению, единственным способом повысить точность и достоверность моделей и повысить эффективность разработки

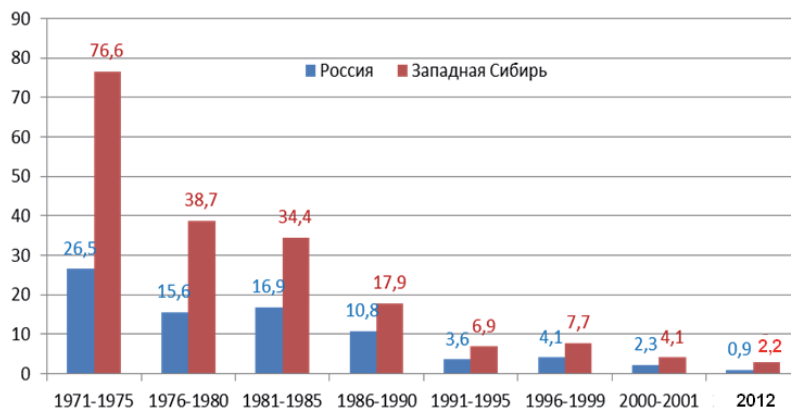


Рис. 2. Динамика средних запасов новых нефтяных месторождений (категории A+B+C1+C2).

являются повышение качества и количества информации на основе использования связи между данными дистанционного зондирования среды с поверхности (ГЗД), прямого и косвенного определения физических и фильтрационных свойств пластов в скважинах и привлечение арсенала современных методов промысловой геофизики (ГИС) и промыслово-гидродинамических методов исследований, изучения пластовых флюидов и керна. Необходима безусловная реализация программ контроля за выработкой запасов, развитие методов контроля с целью локализации остаточных запасов в залежи, обеспечения достоверных текущих моделей и обоснование мероприятий довыработки запасов. Сегодня при создании моделей месторождений решающая роль должна принадлежать геофизикам совместно с технологами-разработчиками.

Такие высококвалифицированные коллективы как ООО ТНГ-Групп, Геотех вполне могут справиться с этой задачей (безусловно, с повышением ответственности геофизиков за конечные результаты). А промысловые геологи и разработчики должны владеть возможностями аппарата современной геофизики.

По данным ЦКР объем годовой добычи за счет применения МУН составляет 131 млн.т. Из них на ГРП приходится 37%, далее идут горизонтальные скважины и боковые стволы. Горизонтальные скважины обеспечивают прирост дебитов 30-32 т/скв., зарезка боковых стволов – 13.2 т/скв., ГРП – 6,8 т/скв. (Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений, 2013). Это все методы интенсификации притока, которые дают относительно краткосрочный эффект, а истинные методы МУН (термические, химические, биологические, закачка CO<sub>2</sub> и т.д.), эффект дают в более длительной перспективе и более продолжительный.

Безусловным лидером по применению комплекса методов ПНП на сегодня в отрасли является не «Сургутнефтегаз» (66% от объема добычи по компании за счет методов интенсификации, по мнению ЦКР), а «Татнефть» (32% от объема добычи), где накоплен большой опыт и получены реальные практические результаты применения МУН.

К сожалению, имеет место и отставание прикладной науки в области подземной гидродинамики и разработки

месторождений. Несмотря на большой практический опыт и объем экспериментальных и теоретических исследований, остаются дискуссионными актуальные для практики вопросы: вопросы зависимости нефтеотдачи от темпа разработки, от форсирования отбора жидкости, от плотности сетки скважин. Нет единства в вопросе влияния ГРП на конечную нефтеотдачу.

Не на все эти вопросы можно получить ответы из фундаментальных исследований, в т.ч. и западных ученых. Безусловно, в этом направлении активно работают коллективы ТатНИПИнефти, ВНИИНефти и др., но к сожалению, указанные работы не проводятся в масштабе России. Более того, ни в Минэнерго, ни в МПР нет специальных подразделений и специалистов, поэтому и уровень проектирования оставляет желать лучшего. Повышение роли инновационных технологий в проектировании разработки месторождений требует фундаментальных исследований по механизму извлечения нефти в пластовых условиях и кардинальных перемен в полноте информационной базы. Совершенно очевидно, что дальнейшее развитие инноваций в области разработки месторождений связано с повышением научно-технического уровня обоснованности экономически эффективного применения МУН с привлечением к планированию и проектированию современных более совершенных методик расчета, менее затратных и более эффективных технологий. Лишь при этом условии можно рассчитывать на гармонизацию интересов недропользователей и государства в деле рационального недропользования.

Нам представляется, что действенным рычагом управления рациональной разработкой будет принуждение недропользователей к применению методов ПНП через лицензионные соглашения и проектные документы, рассматриваемые и контролируемые государственными структурами. Такое принуждение сегодня необходимо со стороны государства, т.к. интересы государства и недропользователя зачастую расходятся в подходе к вопросу о рациональности разработки, полноте выработки запасов.

Требует коренного изменения стиль, формы и методы работы, а также квалификация экспертов ЦКР. Не секрет, что качество проектных документов прошедших защиту в ЦКР, зачастую слабое, и утверждаются они с молчаливого

согласия экспертов за счет административного ресурса. Самое возмутительное, что они часто разрабатываются и согласовываются под нажимом недропользователя. Экспертиза проекта должна быть независимой. Проводить ее должны эксперты, не имеющие какой-либо моральной или финансовой зависимости от недропользователя. Они обязаны работать на государство и для государства.

Много претензий и к деятельности ГКЗ, а главная претензия – ослабление требовательности к качеству подготовки запасов, особенно к оценке их прироста.

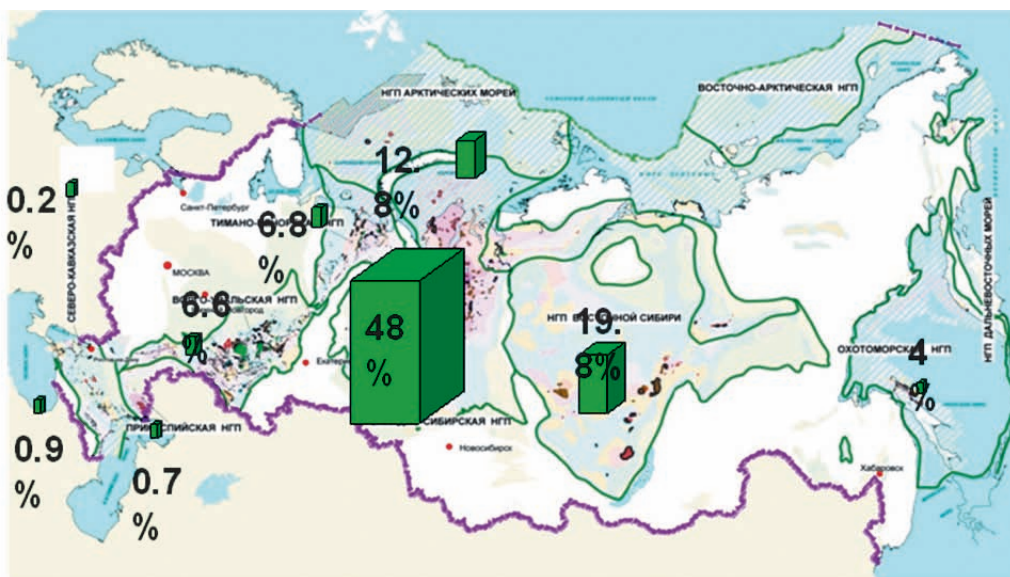


Рис. 3. Распределение перспективных и прогнозных ресурсов нефти по нефтегазоносным провинциям.



Считаем, что ГКЗ и ЦКР должны быть подчинены непосредственно Правительству, а эксперты должны быть государственными служащими. Не будет улучшения положения в России, как в подготовке новых запасов, так и в рациональной разработке месторождений до тех пор, пока существует двойственная политика. Государство робко пытается вмешиваться в процессы добычи, а акционерные предприятия ведут двойную политику: скромный отчет перед государством, а основная отчетность по запасам, добыче, мероприятиям – перед заграницей: аудиторскими фирмами, членами совета директоров, биржами, кредитными организациями. Там же проходит согласование финансирования и мероприятий по добыче. И конечно, качество российских проектов никого не интересует.

### 6. Усложнение горно-геологических и географических условий открытия и освоения нефтяных месторождений

Пока в России освоены глубины в среднем до 4-5 км. На 01.01.2012 на глубинах более 4 км в нашей стране выявлено 239 месторождения, причем 80% нефтяные. Мировой опыт свидетельствует о рентабельности освоения нефтяных залежей на глубине 6 и более км. В мире на глубине 5-8 км уже выявлено и введено в разработку более 1000 месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти до 11% от общемировых (Лоджевская, 2010).

Анализ причин, приводящих к резкому ухудшению состояния ресурсной базы нефтяной отрасли народного хозяйства России, позволяет разделить их на социальные

и естественно-природные причины. Последние обусловлены естественными процессами истощения старых месторождений, уменьшением запасов вновь открываемых, усложнением климатических и горно-геологических условий и т.д. Эти причины естественны, они обусловлены закономерным ходом процессов освоения месторождений, их избежать практически невозможно.

Более разрушительна, на наш взгляд, первая – социальная причина. Смена в нашей стране общественной формации, социалистической на капиталистическую, нанесла огромный вред народному хозяйству вообще и нефтяной промышленности в частности. Насильственное и катастрофически быстрое вхождение в капитализм и явилось главной причиной растаскивания нефтяных активов страны, уход государства от решения сложных хозяйственных проблем и, в конечном итоге, к развалу нефтяной отрасли, которая до сих пор не восстановилась в прежнем объеме. Уход государства из собственников нефтегазового комплекса не был компенсирован усилением контроля за эффективным использованием переданных активов: разрыв между необходимостью изменений в регулировании ТЭК и принимаемыми властями решениями продолжает нарастать.

Если естественно-природные причины мы устранить не в силах, то смягчить последствия социальных «преобразований» в нашей стране возможно. Поэтому одно из главных условий устойчивого обеспечения ресурсной базы нефтяной промышленности России, да и других ми-

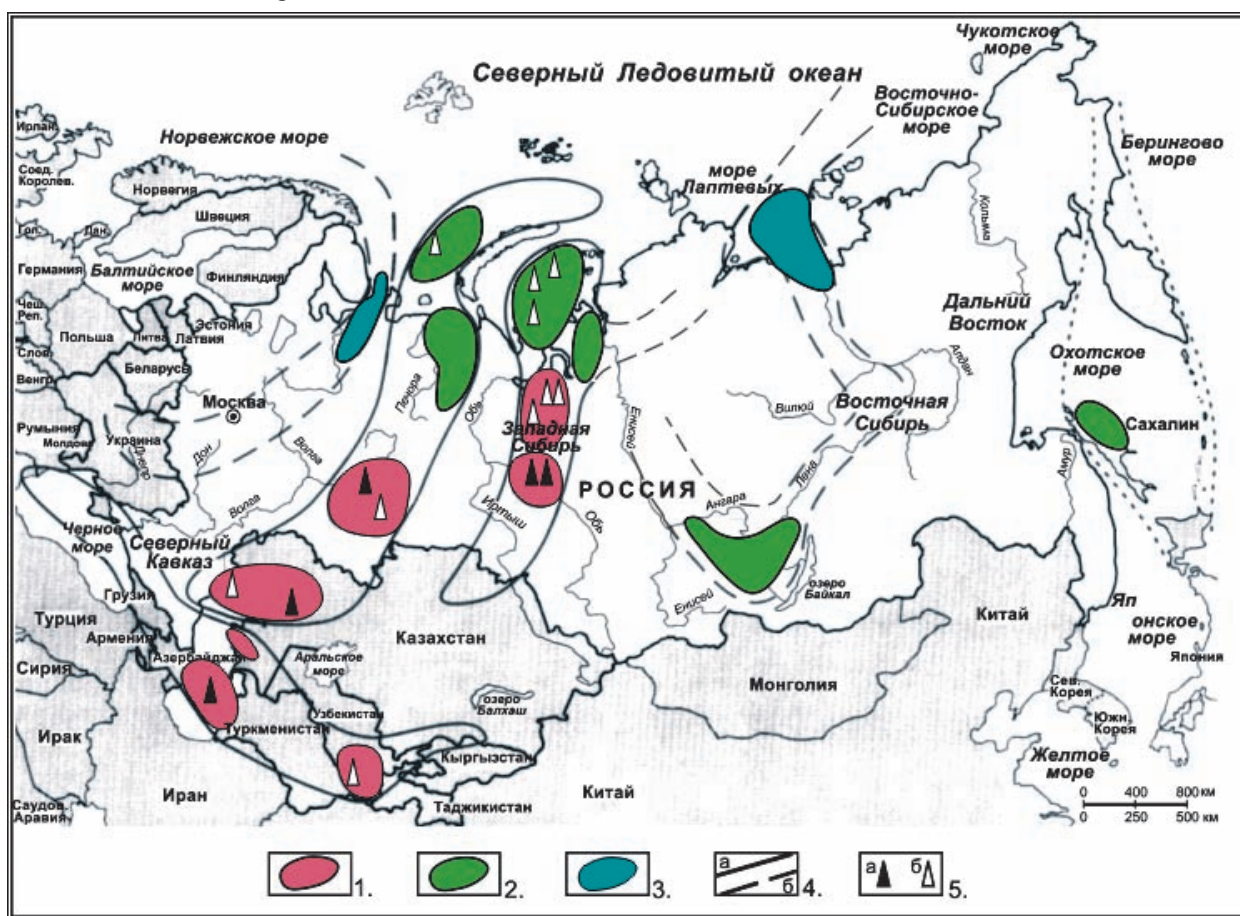


Рис. 4. Пояса нефтегазоаккумуляции России и прилегающих стран СНГ. 1 – Установленные и освоенные центры (полюса) нефтегазоаккумуляции; 2 – Выявленные, но в полной мере не освоенные центры (полюса) нефтегазоаккумуляции; 3 – Прогнозируемые центры (полюса) нефтегазоаккумуляции; 4а – Контуры поясов нефтегазоаккумуляции; 4б – Контуры прогнозируемых поясов нефтегазоаккумуляции, 5а – некоторые наиболее крупные разрабатываемые месторождения нефти, 5б – некоторые наиболее крупные разрабатываемые месторождения газа.

неральных отраслей народного хозяйства – это возврат к государственной централизации всего процесса поисков и разведки месторождений. Использование прошлого положительного опыта ведения нефтяного хозяйства в нашей стране не является заторным. Известному испанскому драматургу Лопе де Вега принадлежат слова: «Прогресс – это лучшее, и не обязательно новое». Эту мудрость следует взять на вооружение и на современном этапе развития нефтегазовой отрасли России.

По нашему мнению, именно государственный орган должен взять на себя ответственность за воспроизводство минерально-сырьевой базы страны, за подготовку новых кладовых минерального сырья для грядущих поколений россиян. На бюджетные средства должно проводиться изучение земных недр, выясняться закономерности формирования месторождений полезных ископаемых, осуществляться их поиск и разведка, подсчитываться запасы и утверждаться в ГКЗ. При этом государственные организации, осуществляющие геологическое изучение недр, должны быть наделены правом вести работы на участках распределенного фонда, а также должны иметь доступ ко всей геологической информации, независимо кто ее получил – частная компания или госпредприятие. На аукцион же или конкурс целесообразно выставлять на определенных условиях «готовые» месторождения, а не лицензионные участки. Недропользователь приобретает реальное месторождение для его разработки и доразведки. В противном случае тенденция к сокращению количества выданных лицензий на проведение ГРП будет все более нарастать.

Возникает вопрос, а не оскудели ли российские недра нефтью? Имеются ли научно обоснованные перспективы обнаружения новых крупных и уникальных нефтяных месторождений?

**Во-первых**, недра сухопутной части России изучены менее чем на половину, исследование же недр акваторий находится, по сути дела, на своей начальной стадии. По оценке ряда исследователей, перспективные и прогнозные ресурсы нефти России распределены следующим образом: 83,2% на суше и 16,8% на шельфах (без учета северо-восточных морей Арктики). На суше примерно 48% приходится на долю недр Западной Сибири, а около 20% – на долю недр Восточной Сибири (Рис. 3,4).

Отсюда следует, что первостепенное внимание приращению нефтяных запасов должно быть сконцентрировано на континентальной части России, тем более, что она в большей степени обеспечена инфраструктурой по сравнению с акваториями (да и работы на суше значительно менее затратны и дадут отдачу намного быстрее).

В то же время, нельзя недооценивать потенциальные ресурсы углеводородов шельфа России. Только в арктических морях сосредоточено около 100 млрд. т. углеводородного сырья, из которых 20-25% приходится на нефть.

**Во-вторых**, несмотря на многолетнее изучение нефтегазовых регионов России, в полной мере закономерности образования и размещения скоплений углеводородов еще не выяснены.

Надежды на открытие крупных и уникальных нефтяных месторождений связаны также с изучением глубокопогруженных комплексов осадочного чехла, складчатого фундамента, поднадвиговых зон и, наконец, акваторий, куда продолжают посягать нефтегазоаккумуляции со стороны суши.

**В-третьих**, большой потенциал таят в себе нетрадиционные залежи нефти в трещиноватых и низкопроницаемых коллекторах, а также залежи тяжелой нефти и битумов. Препятствием к освоению этих запасов является отсутствие эффективных технологий, которые бы снизили затраты на добычу и сделали бы нетрадиционную нефть экономически конкурентоспособной с традиционной.

**В-четвертых**, как уже отмечалось, слабо внедряются в практику новые методы и идеи, направленные на повышение КИН. Заслуживает пристального внимания разработка принципиально новых, прорывных технологий, способных в перспективе совершить переворот в области добычи нефти и газа. В частности, требует апробаций идея естественного и сравнительно быстрого восполнения запасов разрабатываемых залежей нефти и, как следствие этого, предложение о введении в производственный цикл разрабатываемых нефтяных месторождений специальных реабилитационных периодов, когда месторождение выводится из разработки и за счет естественных природных сил восстанавливает свои ресурсы. Ряд исследователей (Муслимов, Запывалов, Попов, 2003; Гаврилов, 2008), доказывают возможность естественного и сравнительно быстрого (5-7 лет) восстановления запасов нефтяных залежей при определенных условиях. Развитие этой идеи и доведения ее до практического воплощения возможно позволит разрабатывать месторождения практически не ограничено по времени.

И все же главной задачей, обеспечивающей энергетическую безопасность страны, должна стать интенсивная подготовка запасов углеводородного сырья. Реализация ее требует резкого увеличения объемов ГРП и доли государственного финансирования прежде всего в районах с высокой оценкой прогнозных ресурсов. Первоочередными объектами прироста запасов должны быть зоны сочленения континентальной суши с мелководным шельфом внутренних и арктических морей, т.е. территории уже с развитой инфраструктурой. Приоритетными направлениями ее реализации в интересах совершенствования геологоразведочного процесса и наращивания МСБ, на наш взгляд, являются:

- Фундаментальные исследования физико-химических процессов онтогенеза, миграции и аккумуляции, развитие альтернативных идей глубинного и низкотемпературного образования нафтидов, пространственного соотношения очагов генерации и зон нефтегазоаккумуляции УВ.

- Развитие теоретических основ и изучение прикладного значения биогеохимической и абиогенной концепций генерации УВ. Механизм образования УВ более масштабен, чем термодинамически простой, многоступенчатый термолиз органики, аккумулятивной в изолированных осадочных бассейнах прошлых геологических эпох. Мы обязаны учитывать не только законы микромира но и квантовые механизмы и многомерную квантовую логику. Глобальный механизм образования нефти, его масштабность ставит вопрос о ее запасах в недрах в совершенно иную плоскость, но не снимает проблему объема ее добычи и рациональности использования. Отрицать катагенез и в целом биогенную теорию происхождения нефти нельзя, т.к. рациональное зерно есть и в той и в другой теории происхождения нефти, и обе могут объединяться. И это обстоятельство мы должны эффективно использовать в выборе направлений ГРП, стратегии и тактике их проведения.

· Разработка интегрированных эволюционно-генетических моделей нефтегазоносных бассейнов, зон нефтегазонакопления и залежей по комплексу геофлюидальных, геохимических, геодинамических параметров и выраженности в геофизических полях, компьютерно-математические способы их визуализации и типизации. Параллельно с этим должно проводиться осмысление взаимосвязи перечисленных природных геологических явлений в пределах конкретных установленных и потенциальных объектов-ловушек, их морфогенетической классификации и закономерностей размещения.

· Изучение тепловой энергии магмы, включая влияние интрузивного магматизма на метаморфизм пород осадочного чехла, прилегающих к геосинклинальным областям, на структурообразование, т.е. в областях, где геодинамическая модель нефтегазообразования, допускающая полигенный генез УВ, могла получить условия для своей реализации. Изучение палеоземлетрясений и палеовулканизма, имеющих одну и ту же энергетическую основу (энергия кристаллической решетки) в отличие от тектонических движений, происходящих под действием тепловой энергии магмы в осадочном чехле платформ. Следы палеоземлетрясений и палеовулканизма обнаруживаются по многочисленным признакам: грабенообразные прогибы и горсты, как правило, контролирующие залежи в девоне в Волго-Уральской и Тимано-Печорской провинциях, траппы Восточной Сибири, это и поднятие образцов горных пород, пропитанных жидкой нефтью из палеовулкана Манганари со дна Черного моря и т.д.

· Совершенствование существующих и разработка новых эффективных методов геолого-поисковых, оценочных и разведочных работ на нефть и газ, ориентированных на рентабельное освоение малоразмерных, малоамплитудных и сложнопостроенных ловушек и залежей, составляющих основную часть остаточного ресурсного потенциала регионов зрелой и высокой разведанности, а также крупных скоплений – базовых для эффективного освоения новых перспективных территорий.

· Важнейшим направлением мы считаем изучение геологического строения и перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих толщ – толщ, залегающих глубже основных горизонтов разработки. Эта проблема важна для придания имиджа и поддержания старых нефтедобывающих районов. Здесь мы имеем в виду доюрские отложения Западной Сибири, рифей-венд и докембрийский фундамент Волго-Уральской, Тимано-Печорской провинций и других регионов.

· Пересмотр существующих количественных оценок прогноза нефтегазоносности по многим районам с использованием иных, альтернативных ранее выполненным преимущественно «антиклинальным» подходов, учитывающих преобладающий литофациальный контроль скоплений. Очевидна необходимость проведения больших научно-исследовательских работ по интерпретации и переинтерпретации на современном уровне огромного фактического материала. Это позволит более успешно выполнять одну из важнейших задач – научное обоснование эффективных направлений ГРП.

· Повышение роли инновационных технологий в проектировании разработки месторождений и проведении фундаментальных исследований по механизму нефтеот-

дачи в пластовых условиях и кардинальных перемен в полноте информационной базы.

· Осуществление контроля за объективностью оценки достоверности запасов УВ и контроля за разработкой месторождений УВ и достижение проектных показателей.

Российские недра не оскудели нефтяными ресурсами. При разумном ведении нефтяных дел «черного золота» в России хватит до конца текущего столетия, а может быть и далее. Однако, решение актуальной проблемы расширенного воспроизводства отечественных запасов нефти и их рациональной разработки требует государственной воли, активного привлечения к ее решению профессиональной общественности. Общими усилиями возможно добиться коренного перелома в позитивном направлении в области расширения воспроизводства ресурсов углеводородного сырья в нашей стране. Экономика России еще длительное время, как показывает анализ происходящих процессов, будет иметь ярко выраженный сырьевой характер.

## Литература

Грунис Е.Б. Современное состояние ресурсной базы и прогноз уровней добычи нефти в Восточной Сибири. *Геология нефти и газа*. 2009а. №6.

Грунис Е.Б. Состояние ресурсной базы ТЭК и пути их инновационного развития до 2050 г. *Геология нефти и газа*. 2009б. №5  
Давыденко Б.И., Пороскун В.И., Розанова Г.Н. Состояние и проблемы недропользования на углеводородное сырье в Российской Федерации. *Геология нефти и газа*. 2010. №5.

Лоджевская М.И., Петерсилье В.И., Кравченко М.Н., Шевцова М.И. Ресурсный потенциал углеводородов: современное состояние, проблемы, пути решения. *Геология нефти и газа*. 2010. № 5.

Состояние и дальнейшее развитие основных принципов разработки нефтяных месторождений (*Сб. изб. ст., посв. 50-летию деятельности ЦКР по УВС*). ЦКР Роснедр по УВС; отв. сост. Яшин; редкол. В.В.Шелепов и др. М.:НИИЦ «НедраХХ1». 2013. 512 с.

## E.B. Grunis, S.L. Barkov. Problems and ways to implement innovative complexation of geological and geophysical studies in the late stages of field development

The article considers the state of the reproduction rate of hydrocarbons in the last 20 years, the issues of improving the dynamics, production to ensure the targets set out in «Energy Strategy of Russia for the period up to 2030». Priorities for the development of scientific and methodological support for exploration and production of hydrocarbons are set out.

*Key words*: reproduction rate of hydrocarbons, field development, exploration and production of hydrocarbons, funding.

*Евгений Борисович Грунис*

Д.геол.-мин.н., профессор, академик РАЕН, руководитель дирекции по науке ОАО «ИГиРГИ». Сфера научных интересов: геолого-геофизические и геохимические исследования. Оптимизация процесса поиска, разведки и разработки месторождения УВ.

*Сергей Львович Барков*

Д.геол.-мин.н., Генеральный директор ОАО «ИГиРГИ». Сфера научных интересов: нефтегазопромысловая геология и разработка нефтегазовых месторождений.

117312, РФ, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1.  
Тел.: (495) 124-91-55.

## 70 лет Евгению Борисовичу Грунису

1 июня 2013 года геологу, геофизику, Заслуженному геологу Российской Федерации, доктору геолого-минералогических наук, профессору, руководителю Дирекции по научной работе ОАО «ИГиРГИ» Евгению Борисовичу Грунису исполнилось 70 лет.

Многие вехи жизни и деятельности Евгения Борисовича связаны с Республикой Татарстан: рождение, школа, начало производственной деятельности, учеба в Казанском государственном университете на геологическом факультете (1961-1969), служба в Советской Армии (1962-1965), начало профессиональной деятельности в ПО «Татнефтегеофизика» - геолог, старший геолог. В 1974 г. возглавил геологический отдел, а в 1985 г. стал главным геологом объединения.

Грунис Е.Б. внёс большой вклад в повышение геологической эффективности геофизических исследований. Особый организаторский талант проявил во время работы Генеральным директором ПО «Коминьфтегеофизика» (1988-1993), решая производственные и социальные вопросы коллектива, уделяя большое внимание геологической и экономической эффективности на всех стадиях поиска, разведки и разработки нефтяных месторождений.

С 1993 г. – Председатель Государственного комитета по топливу и энергетике Республике Коми, а с 1994 г. – Министр промышленности, транспорта и связи Республики Коми.

С 1999 г. – Заместитель Главы Администрации Ненецкого Автономного Округа по комплексному использованию природных ресурсов и экологии.

Широкая эрудиция, активная жизненная позиция, непримиримость к рутине и застою, постоянный поиск новых направлений при решении научных, технологических и экономических проблем – отличительные черты инженера, ученого и руководителя Груниса Е.Б. На всём протяжении производственную деятельность совмещал с научной работой. Работая на производстве, в 1980 г. защитил кандидатскую, а в 1990 г. – докторскую диссертацию. Научная деятельность Евгения Борисовича связана с решением таких важных теоретических и практических задач, как комплексирование геофизических, геохимических и гидродинамических методов исследования скважин, наземных геофизических методов с целью оптимизации поисков, разведки, доразведки нефтяных месторождений и контроля за их разработкой.

С 2000 г. по 2006 г. – генеральный директор «ИГиРГИ», с 2006 г. является руководителем Дирекции по научной работе ОАО «ИГиРГИ». Большой вклад он внёс в совершенствование методики проведения геолого-разведочных работ и разработку месторождений углеводородного сырья России, в обоснование новых направлений поиска залежей УВ, являясь автором методики комплекса геофизических технологий ускоренной разведки и разработки сложнопостроенных залежей нефти, способов геохимической разведки месторождений, новых нелинейных методов интерпретации геофизических данных, научно-обоснованной оценки ресурсной базы углеводородов России и прогноза их добычи на длительную перспективу.

Грунис Е.Б. продолжает исследования по разработке новых представлений теории геологических процессов и

новых нетрадиционных направлений геолого-разведочных работ с целью наращивания ресурсной базы углеводородного сырья страны. Он является активным пропагандистом научно-технических достижений, выступая с докладами на съездах геологов, на отраслевых, региональных совещаниях, семинарах и международных конгрессах и конференциях специалистов и учёных нефтяной геологии и геофизики.

При его непосредственном участии и по его рекомендациям открыто более 50 месторождений в Волго-Уральской и Тимано-Печорской НГП, он является автором более 400 публикаций, 22 патентов и свидетельств на изобретения, трех монографий и более 20 методических руководств и учебных пособий. Под его научным руководством подготовили и защитили кандидатские и докторские диссертации 24 специалиста.

На всём протяжении производственной, научной и преподавательской деятельности активное участие Евгений Борисович принимает и в общественной жизни. Многие годы возглавлял городскую организацию общества «Знание» г. Бугульмы, «Ассоциацию первых руководителей» г. Ухты, являлся заместителем руководителя ЦКР Минэнерго РФ, председателем Ученого Совета по присуждению ученых степеней, руководителем геологической секции Российского Национального Комитета по мировым нефтяным конгрессам, секции по геологии и разработке нефтяных месторождений Научного Совета РАН, членом редколлегий журналов «Геологии нефти и газа», «Нефтепромысловая геология и геофизика», «Георесурсы». С 1993 г. является действительным членом РАЕН.

За успехи в производственной, научной и общественной деятельности награжден Почетными грамотами Правительства Татарской АССР и Республики Коми, ЦК ВЛКСМ, общества «Знание» РСФСР, ВОИР, награжден медалями ВДНХ СССР, является лауреатом премии им. акад. И.М. Губкина, медалями «Ветеран труда», «Маршала Жукова», «300 лет Российскому флоту», «В память 1000-летия Казани». Ему присвоены почётные звания «Заслуженный работник Республики Коми», «Почетный нефтяник», «Почетный работник газовой промышленности», «Первооткрыватель месторождения», «Отличник разведки недр», Евгений Борисович удостоен благодарности Правительства РФ, золотой медали Общества промышленников Франции и др. За большой вклад в социально-экономическое развитие Нурлатского района Республики Татарстан в с. Мамыково названа улица его именем.



## ПОИСК АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КОРОБКОВСКОМ УЧАСТКЕ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

В работе кратко приведена характеристика текущего состояния разработки Коробковского участка Бавлинского месторождения. Показаны этапы построения геолого-технологической модели. С использованием модели проведены исследования по влиянию изменения фильтрационных потоков от закачки воды на эффективность эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием. Показано, что контроль за изменением фильтрационных потоков и линий тока воды позволит оперировать степенью обводнения эксплуатационных скважин.

*Ключевые слова:* скважины с горизонтальным окончанием, геолого-технологическая модель, фильтрационные потоки, линии тока, элемент системы разработки, обводненность продукции, коэффициент нефтеизвлечения.

### 1. Краткое описание геологического строения Коробковского участка

К основным продуктивным объектам на Коробковском участке относятся карбонатные отложения верхнетурнейского подъяруса (кизеловский горизонт) нижнего карбона. Общая толщина объекта разработки в целом по месторождению составляет 21,4 м, по блокам средние значения изменяются в пределах от 20,6 м до 23,3 м. Общая нефтенасыщенная толщина соответственно равна 18,6 м при изменении средних значений по блокам в пределах от 16,0 м до 20,5 м. Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина по участкам колеблется от 5,3 м до 8,5 м и в среднем по месторождению составляет 7,0 м. Доля коллекторов в разрезе объекта изменяется в пределах от 0,268 доли ед. до 0,435 д.ед. и в среднем составляет

0,369 д.ед. Расчлененность разреза невысокая и в среднем не превышает 1,548 д.ед., при этом в отдельных скважинах по данным ГИС выделяется до 8 прослоев продуктивных коллекторов. Толщина плотных прослоев карбонатов между прослоями коллекторов пластов ВС и НС изменяется в пределах от 0,4 м до 15,2 м и в среднем составляет 5,5 м.

### 2. Текущее состояние разработки Коробковского участка

Наиболее разбуренным, как вертикальными, так и горизонтальными скважинами, на кизеловском объекте является 6 блок. На долю Коробковского участка приходится 53% горизонтальных скважин, пробуренных на месторождении.

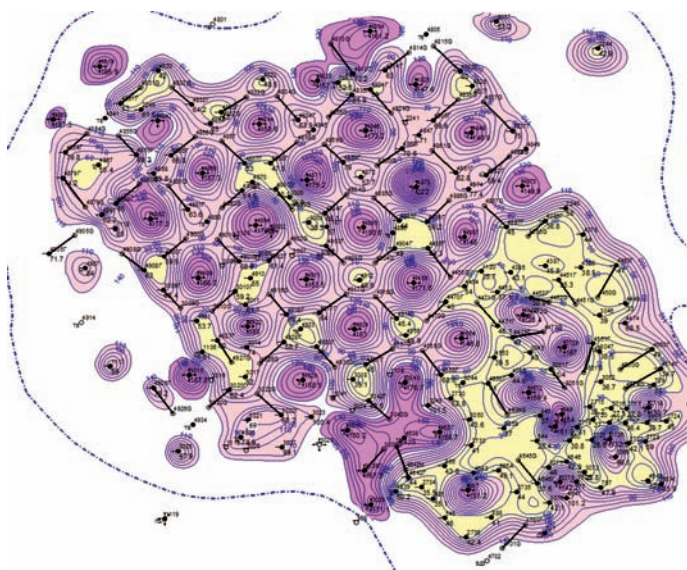


Рис. 1. Карта равных пластовых давлений по Коробковскому участку.

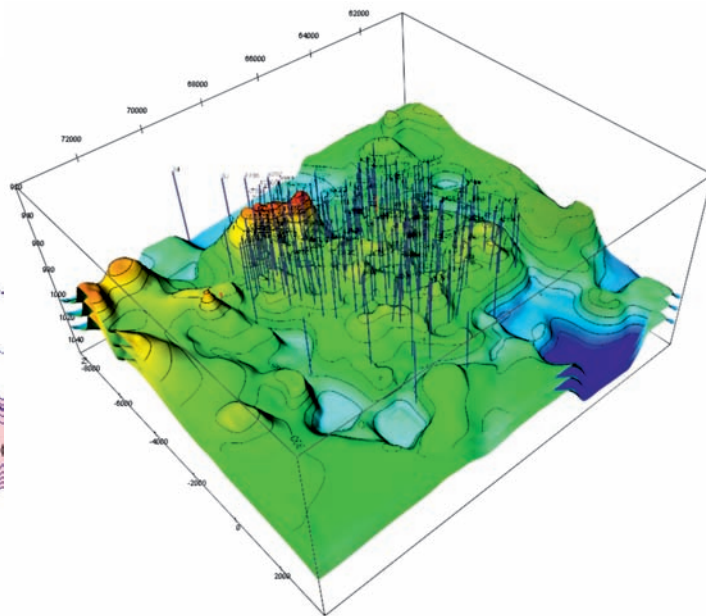


Рис. 2. Структурно-стратиграфическая модель кизеловских отложений Коробковского участка.

В середине 80-х годов участок введен в эксплуатацию с началом опытно-промышленных работ в районе скважин №№ 859,897,2715. Согласно проекту разработки 1994 года на кизеловский горизонт Коробковского участка было запроектировано бурение 175 скважин (в т.ч. 41 горизонтальной) с учетом пробуренных поисковых и разведочных скважин. Проектные скважины были размещены по сетке 300×300 м с заменой некоторой части вертикальных скважин на горизонтальные. Горизонтальные стволы были направлены веерообразно от куста. Поддержание пластового давления проектировалось путем закачки воды в нагнетательные скважины, расположенные в нагнетательных рядах, которые чередуются через три ряда добывающих скважин. В процессе разбуривания Коробковского участка выявилось, что при проектном расположении скважин на некоторых участках создается ситуация невозможности соблюдения принципа бурения горизонтального ствола «от известного к неизвестному», так как практически все проектные скважины некоторых кустов горизонтальные. Кроме того, при таком разбуривании создается значительная экологическая нагрузка на куст.

Текущие балансовые/извлекаемые запасы нефти Коробковского участка составляют 21378/4275 тыс.т при утвержденном коэффициенте нефтеизвлечения, равном 0,200 д.ед. По участку на 1.01.2013 г. отобрано 279 тыс.т нефти, что составляет 56% от начальных извлекаемых запасов (от текущих извлекаемых запасов 13%) при темпе отбора 6,5%. Обводненность продукции составила 9%. Текущее пластовое давление в зоне отбора составляет 54,5 атм. (Рис. 1).

Фонд скважин на участке 135 единиц, в т.ч. 97 добывающих и 38 нагнетательных. Средний дебит 1 скважины по жидкости и нефти составил 6,1 т/сут и 5 т/сут, соответственно.

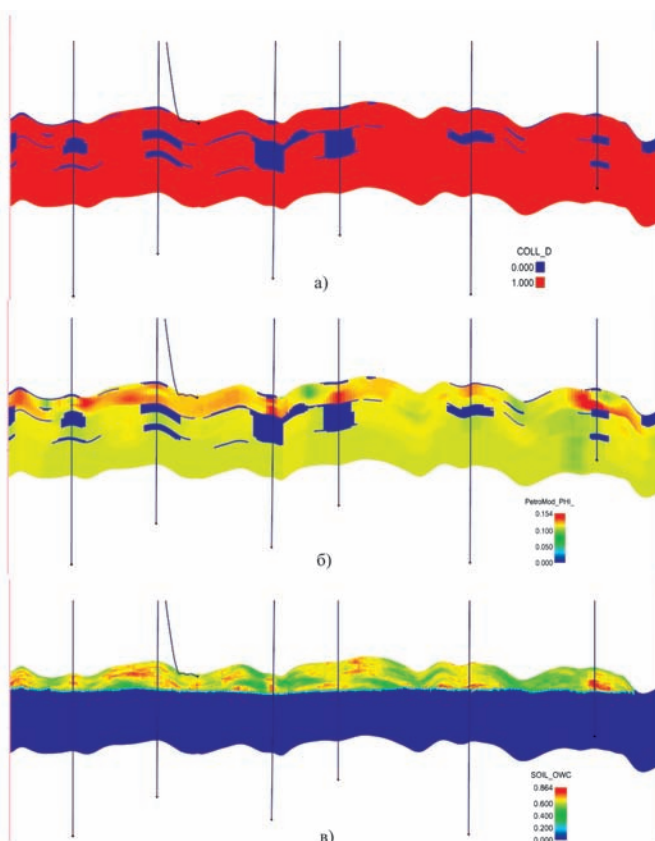
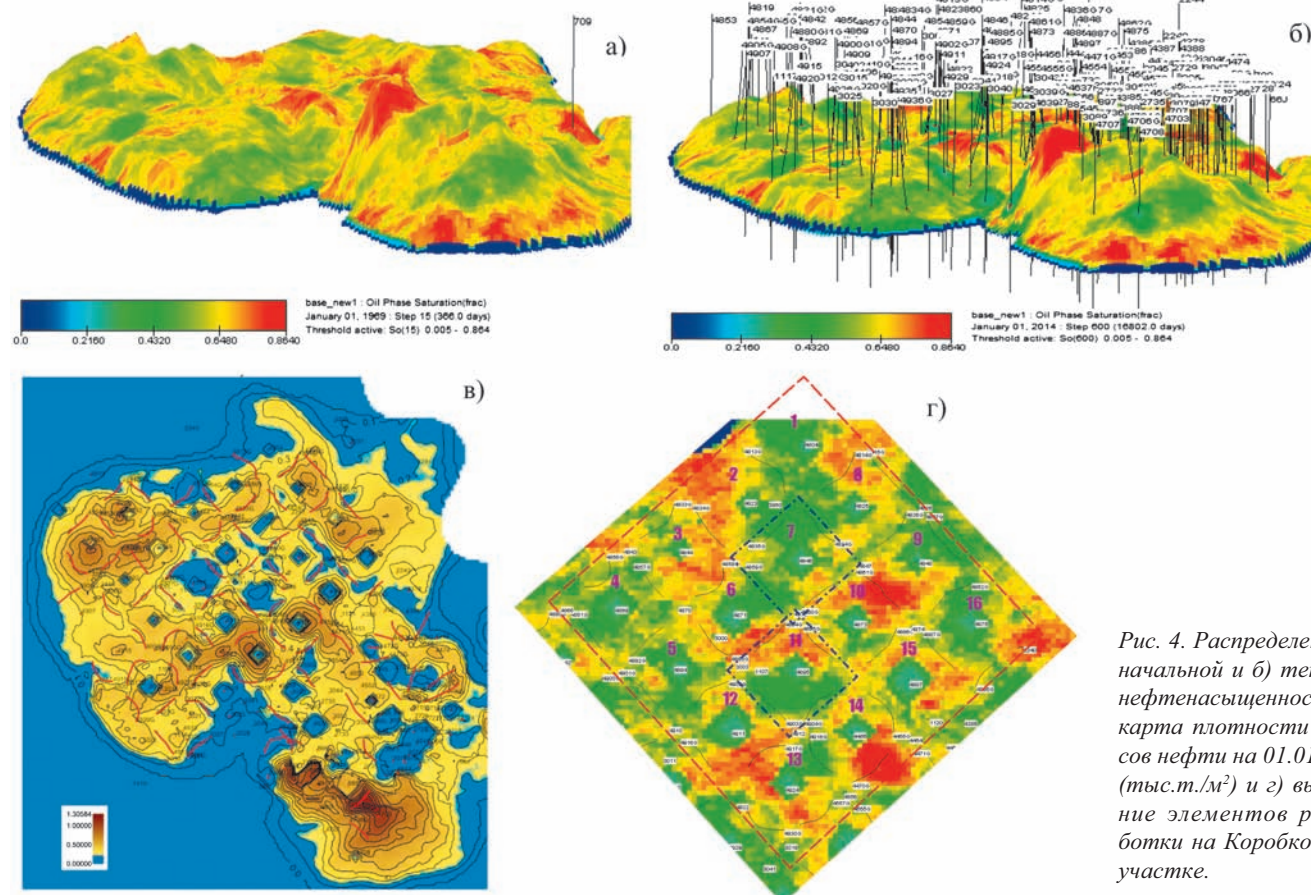


Рис. 3. Схематический профиль распределения а) дискретного параметра «коллектор-неколлектор» (1 – коллектор, 0 – неколлектор), б) параметра коэффициента пористости, в) параметра коэффициента начальной нефтенасыщенности в интервале кизеловского горизонта Коробковского участка.

Рис. 4. Распределение а) начальной и б) текущей нефтенасыщенности, в) карта плотности запасов нефти на 01.01.2013 (тыс.т./м<sup>2</sup>) и г) выделение элементов разработки на Коробковском участке.

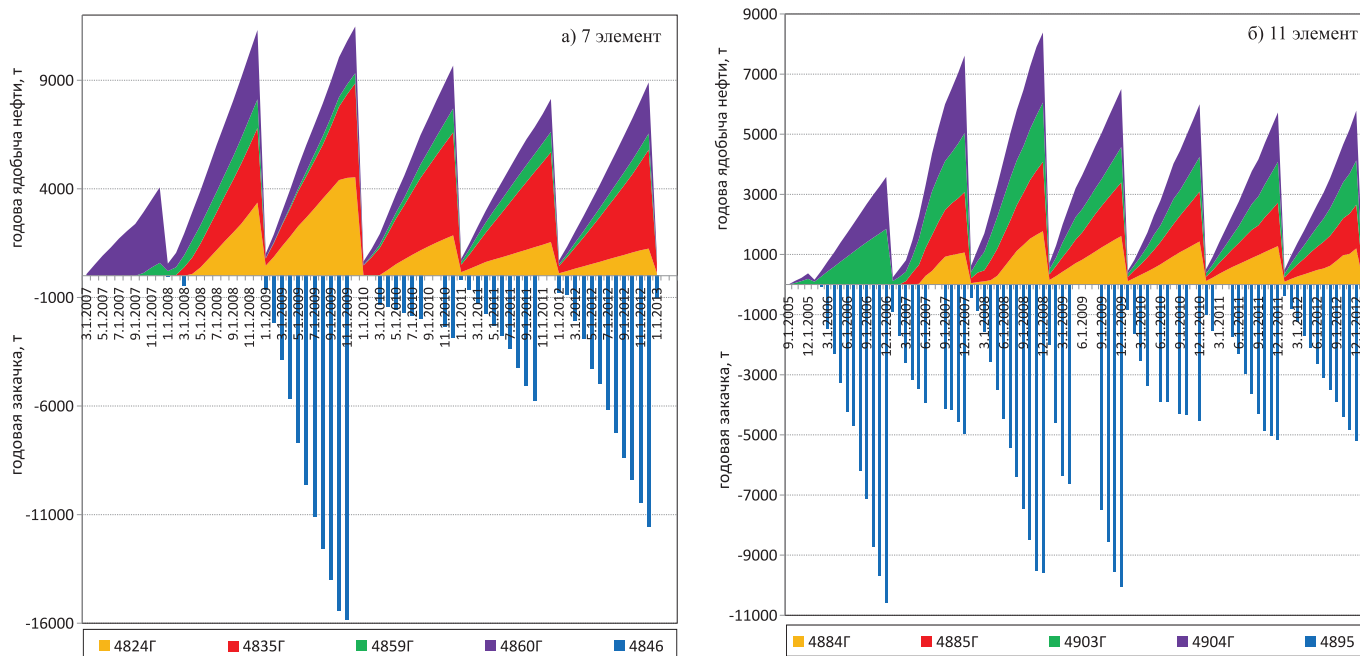


Рис. 5. Динамика годовой добычи нефти и циклической закачки воды по элементам. а) 7 элемент, б) 11 элемент.

Активное разбуривание участка с применением вертикальных (ВС) и скважин с горизонтальным окончанием (СГО) ведется с 2002 года по девятиточечной системе с нагнетательной скважиной в центре элемента. Расстояние от нагнетательной скважины до горизонтальной добывающей 450 м, до вертикальной угловой добывающей – 635 м. Разбуривание залежи рекомендуется проводить в определенном порядке: в первую очередь осуществляется бурение скважин для межскважинной перекачки воды, а затем, после изучения геологических особенностей разбуриваемого элемента, начинается бурение нагнетательных скважин.

73% из всего фонда добывающих скважин занимают СГО, что составляет 71 единицу. Дебит жидкости и нефти

на 1 СГО составляет 7,1 т/сут и 6,8 т/сут, соответственно. Средняя обводненность СГО равняется 4,2%. Забойное давление СГО держится на уровне 40 атм.

### 3. Построение геолого-технологической модели Коробковского участка

Построение геологической и на ее основе гидродинамической модели выполнялось в целях дальнейшего изучения и уточнения геологического строения месторождения, более детального анализа и оценки текущего состояния разработки. Качественная и детальная геологическая модель позволяет повысить надежность и адекватность прогнозных расчетов показателей разработки, а вместе с тем наиболее полно и достоверно определить недостатки совместной системы разработки вертикальных (ВС) и СГО, принять обоснованные решения по ее усовершенствованию.

Для геологического моделирования Коробковского участка Бавлинского нефтяного месторождения использовались два программных комплекса компаний Лендмарк и Роксар.

В качестве базовых поверхностей при построении структурного стратиграфического каркаса геологической модели кизеловских отложений рассматривались структурные поверхности подошвы продуктивного пласта  $C_1b^1_3$  бобринского горизонта и кровли продуктивных отложений кизеловского горизонта (Рис. 2).

Схематические профили распределения дискретного параметра «коллектор-неколлектор» (COLL\_D), коэффициента пористости (параметр PHI\_L), полученные в результате построения геологической модели, представлены на рис. 3а,б.

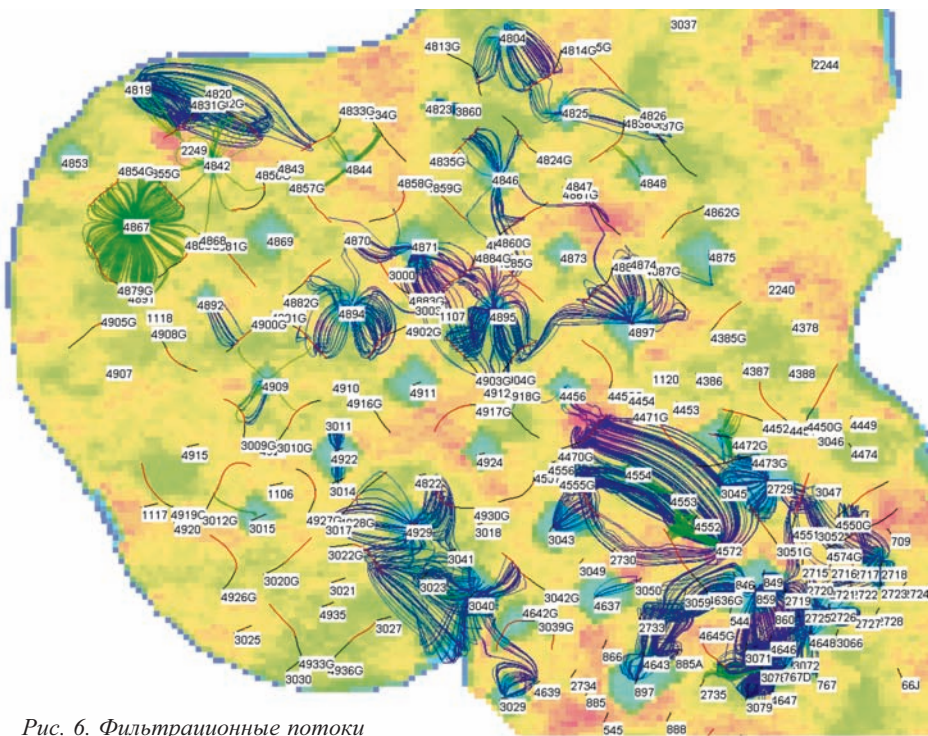


Рис. 6. Фильтрационные потоки движения нефти и воды на Коробковском участке.

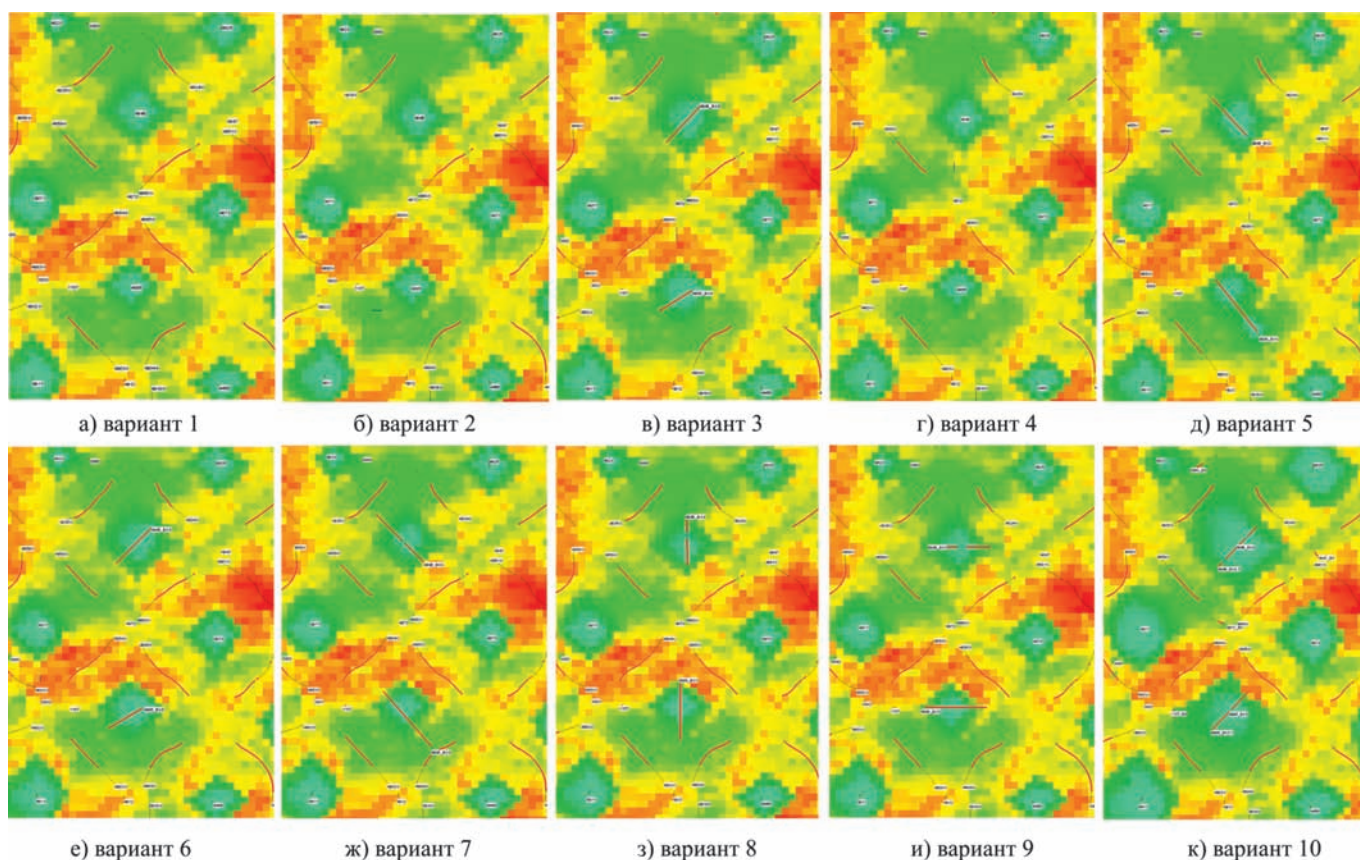


Рис. 7. Варианты размещения скважин в 7 и 11 элементах. А) вариант 1, Б) вариант 2, В) вариант 3, Г) вариант 4, Д) вариант 5, Е) вариант 6, Ж) вариант 7, З) вариант 8, И) вариант 9, К) вариант 10.

При расчете полей насыщенности использовались данные о контурах нефтеносности и зонах распространения коллекторов в виде полигонов, а также значения отметок водонефтяного контакта. Распределение параметра нефтенасыщенности в моделях нижнего карбона производилось петрофизическим моделированием. Схематический профиль распределения коэффициента начальной нефтенасыщенности (параметр SO) представлен на рис. 3в.

В ходе воспроизведения истории эксплуатации скважин Коробковского участка производилась корректировка кубов полей проницаемости по латерали для удовлетворительной сходимости дебитов жидкости, нефти и перераспределения фильтрационных потоков от нагнетательных скважин, относительных фазовых проницаемостей, интервалов перфорации и т.п. Минимальной корректировке подверглись максимальные забойные давления для нагнетательных скважин во избежание создания избыточного пластового давления.

Распределение начальной и текущей нефтенасыщенности по отложениям кизеловского горизонта Коробковского участка приведено на рис. 4а,б. Карта плотности запасов нефти по отложениям кизеловского горизонта Коробковского участка на 01.01.2013 г. приведена на рис. 4в.

№ варианта	Фонд скважин (шт.)				
	добывающих			нагнетательных	
	ВС	ГС	БС	ВС	БГС
1 (базовый)	96	73	-	16	-
2	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859,4885Г, 4903Г)	-	16	-
3	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859,4885Г, 4903Г)	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4835Г и №4884Г)
4	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859,4885Г, 4903Г)	-	16	-
5	96	69 (без ГС №№4824Г, 4859,4885Г, 4903Г)	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4824Г и №4885Г)
6	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4835Г и №4884Г в подошвенной части пласта)
7	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4824Г и №4885Г в подошвенной части пласта)
8	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с диагональным расположением с запада на восток в подошвенной части пласта)
9	96	73	-	14	2 (№№4846, 4895 с диагональным расположением с юга на север в подошвенной части пласта)
10	96	73	4 (№№3880, 4847, 4872, 1107)	14	2 (№№4846, 4895 с параллельным расположением ГС №4835Г и №4884Г в подошвенной части пласта)

Табл. 1. Описание вариантов разработки.



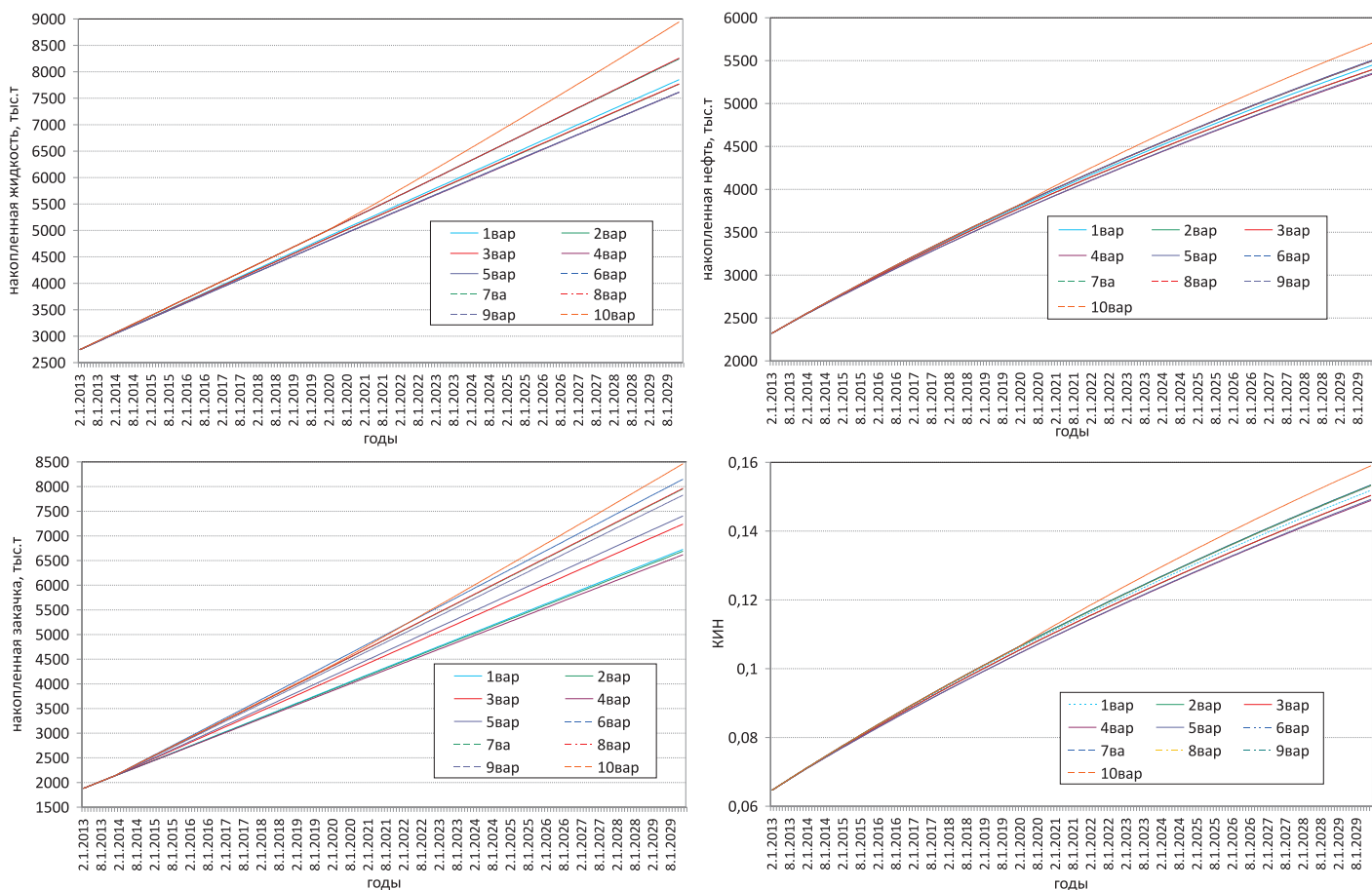


Рис. 8. Динамика накопленной добычи а) жидкости и б) нефти, в) накопленной закачки воды и г) КИН.

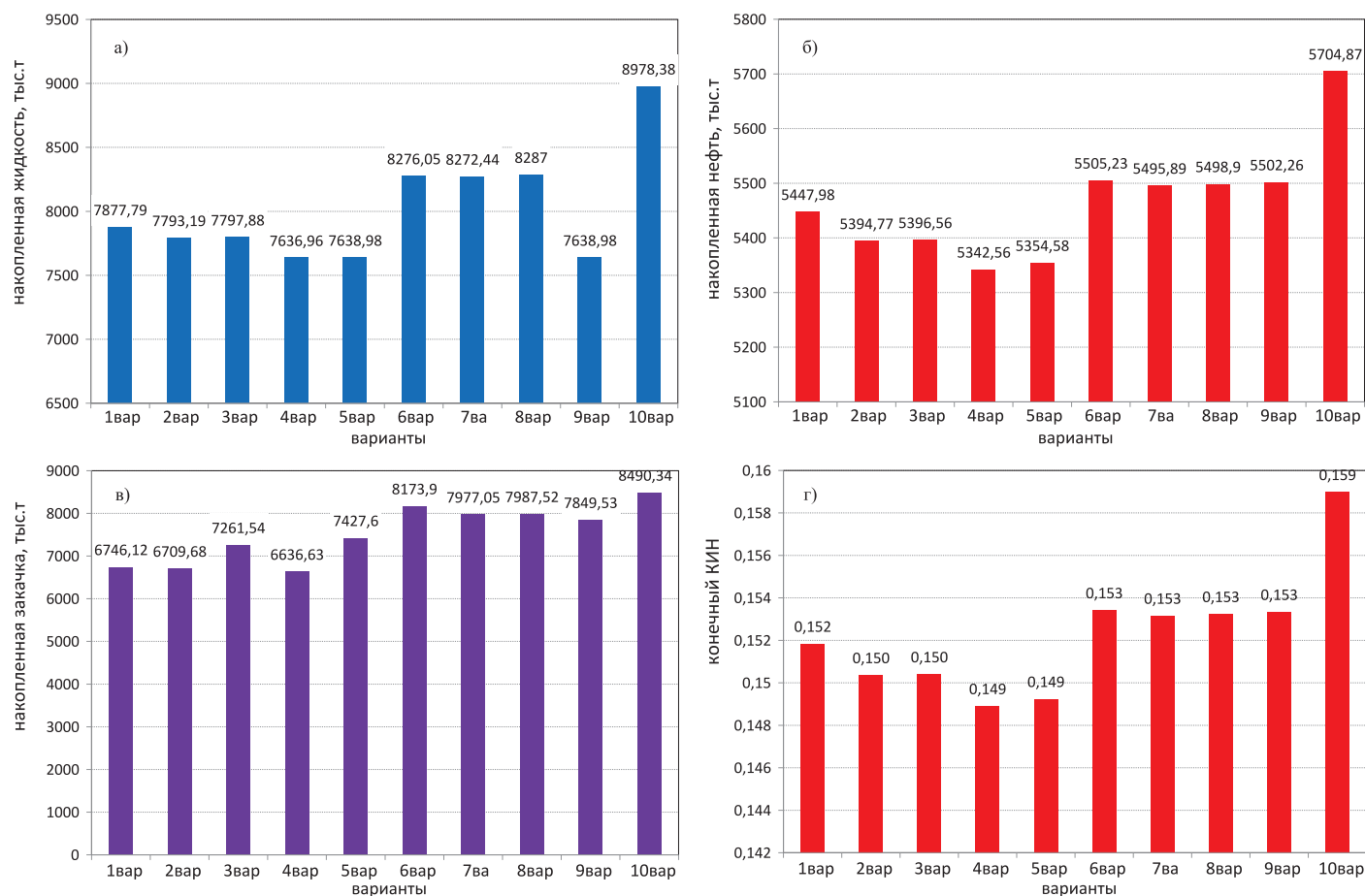


Рис. 9. Распределение накопленной добычи а) жидкости и б) нефти, в) накопленной закачки воды и г) КИН по вариантам.



На 1.01.2013 г. по 11 элементу отобрано 44,5 тыс. т нефти со средней обводненностью 15,2%. Средний дебит по нефти данных СГО составляет 4,2 т/сут, среднее пластовое и забойное давление – 54 атм. и 36 атм., соответственно. Нагнетательной скв. №4895 закачано в пласт 50,5 тыс.м<sup>3</sup> воды. Пластовое и забойное давления по скв. №4895 рав-

ны 218 атм. и 236 атм., соответственно. Динамика годовой добычи нефти и циклической закачки воды по СГО 11 элемента приведена на рис. 5б.

Детальный анализ годовой добычи нефти по СГО и циклической закачки воды по рассматриваемым элементам показывает недостаточное влияние закачки на эффек-



Рис. 12. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам по вариантам.

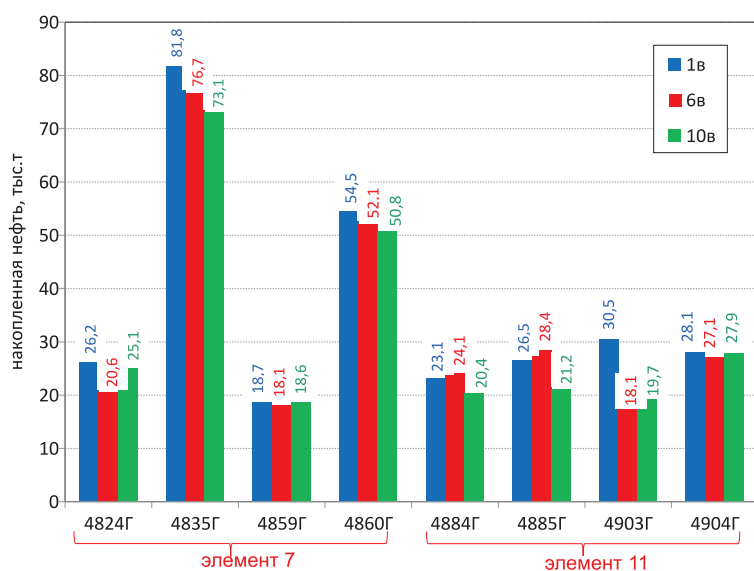


Рис. 13. Распределение накопленной добычи нефти по СГО 7 и 11 элемента.

тивность эксплуатации скважин. С продолжающим увеличением объема закачки компенсация отбора закачкой недостаточно велика и составляет в среднем 90-100%, при том, что средняя приемистость нагнетательных скважин составляет в среднем 45 м<sup>3</sup>/сут. Накопленный отбор жидкости компенсирован на 60,6% в 7 элементе и 103,1% – в 11 элементе, что явно недостаточно для эффективного вытеснения нефти.

Построенные карты фильтрационных потоков движения нефти и воды по Коробковскому участку и по рассматриваемым элементам подтверждают данное утверждение (Рис. 6).

### 5. Альтернативные варианты размещения скважин в элементах системы и показатели разработки Коробковского участка

С целью поиска альтернативного варианта по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на Коробковском участке Бавлинского месторождения были рассмотрены десять вариантов. Описание вариантов и схемы размещения скважин приведены в табл. 1 и на рис. 7а-д.

По всем выбранным вариантам прогнозные расчеты проводились до 2030 года.

Технологические показатели разработки на прогнозный период по Коробковскому участку представлены в виде графиков динамики накопленной добычи жидкости и нефти и КИН на рис. 8а-г.

Распределение накопленной добычи жидкости и нефти, накопленной закачки воды и КИН приведено на рис. 9а-г.

Анализ результатов технологических показателей разработки по участку показывает, что наиболее приемлемым является 10 вариант, по которому за 17 лет эксплуатации конечный КИН по Коробковскому участку достигает наибольшее значение, равное 0,159 д.ед. По данному варианту за прогнозный период будет отобрано 5705 тыс. т нефти и 8978 тыс. т жидкости, при этом в пласт будет закачано 8490 тыс. т воды.

### 6. Оценка эффективности системы заводнения на элементах разработки Коробковского участка

С целью оценки эффективности применяемой систе-

мы заводнения на элементах остановимся более подробно на трех рассмотренных вариантах разработки (1, 6 и 10 варианты).

Как было сказано выше, 1 вариант предусматривал разработку участка при сложившейся системе разработки, т.е. система заводнения на выбранных наших элементах осуществляется закачкой воды через вертикальные нагнетательные скважины №4846 и №4895. В 6 и 10 варианте система заводнения в элементах осуществлялась закачкой воды через БГС, которые должны были буриться из скважин №4846 и №4895.

Детальный анализ закачки воды по скв. №4846 в 1 варианте показывает, что к концу разработки (2030 год) происходит сокращение количества реагируемых на закачку эксплуатационных скважин, которое привело к перераспределению потоков движения воды. Так, например, по скв. №4846, в 2014 году языки воды достигали скв. №№4835Г, 4860Г, 4847, 4824Г, 4872, 4885Г, 4836Г, 4859Г, 4861Г, при этом наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4835Г (0,49 д.ед.), №4860Г (0,22 д.ед.) и №4847 (0,14 д.ед.). К 2030 году произошло сокращение количества отреагировавших на закачку скважин (от 9 до 5), в связи с этим, фильтрационные потоки воды перенаправились к скв. №№4835Г, 4860Г, 4847, 4824Г, 4872.

Наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4835Г (0,50 д.ед.) и №4860Г (0,27 д.ед.). По скв. №4895 заметного перераспределения фильтрационных потоков движения воды в зависимости от динамики разработки не произошло. Так, например, в 2015 году наибольшая доля линии тока воды приходилась на скв. №4904Г (0,34 д.ед.), №4903Г (0,19 д.ед.) и №4912 (0,17 д.ед.), то к 2030 году соотношение немного изменилось: по скв. №4904Г (0,31 д.ед.), №4903Г (0,20 д.ед.) и №4912 (0,17 д.ед.). Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин №4846 и 4895 к добывающим скважинам по 1 варианту приведено на рис. 10а-б. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам элемента 7 и 11 по 1 варианту показаны на рис. 12а.

В 6 варианте усиление системы ППД путем использования под закачку воды двух БГС №4846 и №4895 позволило изменить картину движения фильтрационных потоков от нагнетательных скважин, которое привело к увеличению количества реагируемых на закачку эксплуатационных скважин от 9 до 14. Так, например, по скв. №4846БГС в 2015 году фильтрационные потоки движения воды достигали в районе 14 скважин. При этом наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4835Г (0,33 д.ед.), №4837Г (0,17 д.ед.), №4860 (0,15 д.ед.) и №4834Г (0,11 д.ед.). К 2030 году произошло некоторое перераспределение доли линий тока, которое изменило соотношение доли линии тока воды: по скв. №4835Г (0,35 д.ед.), №4860 (0,18 д.ед.), №4837Г (0,14 д.ед.).

По нагнетательной скв. №4895БГС произошло значительное увеличение количества отреагировавших на закачку эксплуатационных скважин от 7 до 37. Так, например, в 2015 году фильтрационные потоки движения воды распространялись в районе 37 скважин, при этом наибольшая доля линий тока приходится на скв. №4470Г (0,11 д.ед.). К 2030 году произошло перераспределение доли линий

тока, при этом наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4918Г (0,13 д.ед.). Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин №4846 и 4895 к добывающим скважинам по 6 варианту приведено на рис. 11а-б. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам элемента 7 и 11 по 6 варианту показаны на рис. 12б.

В 10 варианте усиление системы ППД путем использования под закачку воды двух БГС №4846, №4895 и проводка четырех БС со скв. №№3860, 4874, 4847, 1107 в местах продвижения основных линий токов значительно изменила картину движения фильтрационных потоков воды от нагнетательных скважин. Произошло значительное увеличение реагируемых на закачку эксплуатационных скважин от 9 до 17. Так, например, по скв. №4846БГС в 2015 году фильтрационные потоки движения воды распространялись в районе 17 скважин, при этом наибольшая доля линии тока воды приходится на четыре скважины, это №4835Г (0,31 д.ед.), №4860Г (0,16 д.ед.), №4837Г (0,12 д.ед.) и №4834Г (0,10 д.ед.).

К 2030 году, с учетом ввода в эксплуатацию в 2020 году четырех БС, произошло значительное перераспределение доли линий тока при сокращении количества отреагировавших на закачку четырех скважин. Наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №3860БС (0,35 д.ед.), №4835Г (0,21 д.ед.), №4847БС (0,11 д.ед.).

По нагнетательной скв. №4895БГС произошло значительное увеличение количества отреагировавших на закачку эксплуатационных скважин (от 7 до 46). Так, например, в 2015 году распространение фильтрационных потоков движения воды происходило в районе 46 скважин, при этом наибольшая доля линий тока приходилась на скв. №4918Г (0,10 д.ед.). К 2030 году, с учетом ввода в эксплуатацию в 2020 году трех БС (№№1107БС, 4847БС, 4872БС), произошло значительное перераспределение доли линий тока при сокращении количества отреагировавших на закачку скважин до 36. Наибольшая доля линии тока воды приходится на скв. №4872БС (0,21 д.ед.) и №1107БС (0,19 д.ед.). Распределение доли линий тока от нагнетательных скважин №4846 и 4895 к добывающим скважинам по 10 варианту приведено на рис. 11в-г. Фильтрационные линии тока нефти к добывающим скважинам элемента 7 и 11 по 10 варианту показаны на рис. 12в.

Таким образом, анализируя результаты расчетов по накопленной добыче нефти в целом Коробковскому участку Бавлинского месторождения по 1, 6 и 10 вариантам, можно констатировать, что путем изменения фильтрационных потоков движение флюидов в пласте удается повысить эффективность разработки месторождения и контролировать степень обводнения добывающих скважин.

Однако, при этом необходимо более детально подходить к анализу каждого элемента системы разработки Коробковского участка. Так, например, по выбранным 7 и 11 элементам системы разработки изменение фильтрационных потоков путем усиления системы ППД и уплотнения сетки скважин проводкой БС не позволило оптимизировать эксплуатацию СГО при данном геологическом строении участка (Рис. 13). В данном случае на усиление системы ППД отреагировали скважины соседних элементов, по которым произошло увеличение дебитов нефти.

## Выводы:

1. Контроль за изменением фильтрационных потоков и линий тока воды позволяет контролировать степень обводнения каждой скважины.

2. При анализе эффективности системы заводнения Коробковского участка показано, необходимо рассматривать каждый элемент системы разработки в целом для учета взаимовлияния скважин между собой, в том числе СГО.

3. До бурения СГО необходимо проводить многовариантное моделирование изменения фильтрационных потоков и продвижение линий токов воды от нагнетательных скважин для каждого конкретного геологического строения.

R.S. Khisamov, R.R. Ibatullin, I.N. Khakinzyanov, D.T. Kiyamova. **Search for alternatives to improve the efficiency of wells operation with horizontal end at Korobkovsky and Bavlinsky fields using geotechnical model**

This paper summarizes a characterization of the current state of development of Korobkovsky area Bavlinsky fields. Stages of constructing a geological process model are shown. Using the model studies on the effect of changes in filtration flow from the water injection on the efficiency of wells operation with horizontal wells are conducted. It is shown that the control on change of filtration flows and water current lines will allow operating on the degree of water content of production wells.

*Keywords:* wells with horizontal end, geological and technological model, filtration flows, current lines, element of development system, water content of production, oil recovery factor.

*Раис Салихович Хисамов*

Член Совета директоров, заместитель генерального директора – главный геолог ОАО «Татнефть», член Комитета по корпоративному управлению при Совете директоров ОАО «Татнефть», доктор геол.-мин. наук, академик АГН РФ.

Открытое Акционерное Общество «Татнефть» имени В.Д.Шашина

Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75  
Новое здание. Тел.: (8553) 307-117.

*Равиль Рустамович Ибатуллин*

Директор института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть», д.тех.н., академик АН РТ

*Ильгизар Нургизарович Хакимзянов*

Заведующий лабораторией института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть», д.тех.н.

*Диляра Талгатовна Киямова*

Инженер института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть», аспирант АГНИ. Сфера научных интересов: геолого-технологическое моделирование залежей нефти со скважинами с горизонтальным окончанием

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти («ТатНИПИнефть») ОАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

## ПОВЫШЕНИЕ РОЛИ НЕТРАДИЦИОННЫХ ВИДОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ ДЛЯ ДЛИТЕЛЬНОГО УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)

В статье описывается история мировой разработки нетрадиционных видов углеводородного сырья, к которым относятся не только тяжелая нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы, но и нетрадиционные ресурсы газа: газы угольных месторождений, водорастворенные газы, газы сланцевых и плотных формаций. Объясняется их роль в развитии экономики страны. Кроме того, в современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья можно относить и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. В России огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Эти извлекаемые ресурсы могут быть приращены за счет совершенствования геологических исследований, с использованием современных геолого-геофизических и лабораторных методов, применения современных технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи, адекватных конкретным геологическим особенностям залежей и внедрением в практику разработки методов инновационного проектирования разработки. Непосредственно Республика Татарстан имеет огромные ресурсы УВ, которые при правильном, целенаправленном использовании могут обеспечить республике длительную, на сотни лет жизнь на качественном уровне не ниже передовых стран Европы.

*Ключевые слова:* нетрадиционные виды углеводородного сырья, остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений.

К категории нетрадиционных видов углеводородного сырья большинство исследователей относят тяжелую нефть, природные битумы, битумоносные пески, нефтеносные сланцы. Однако, к этой категории следует отнести и нетрадиционные ресурсы газа: газы угольных месторождений, водорастворенные газы, газы сланцевых и плотных формаций. Все эти газовые ресурсы на порядки больше традиционных и нетрадиционных ресурсов нефти (Рис. 1).

На рис. 2 приведены нетрадиционные и альтернативные природные источники энергии. Из них в XXI в. нефтяная и газовая промышленность начала освоение тяжелых нефтей, природных битумов (ПБ), углеводородов в сланцевых отложениях, геологические запасы которых в мире оцениваются в триллионы тонн.

В современных условиях к нетрадиционным источникам углеводородного сырья, очевидно, настало время относить и остаточные нефти длительно эксплуатируемых месторождений. Почему то об этом мало говорят, но в мировом масштабе этих ресурсов в среднем в 2 раза больше отобранных и извлекаемых в перспективе традиционных нефтей. Это вроде бы и обычные нефти, но условия их залегания и возможные пути извлечения требуют нетрадиционных подходов и естественно больших средств (финансовых и материальных) для их добычи. Наши теоретические и практические исследования показали возможности этого потенциала (Муслимов, 2012а) (Рис. 3).

В России огромные возможности для длительной добычи традиционных нефтей. Эти ресурсы принято делить на активные (АЗН) и трудноизвлекаемые (ТЗН). Несмотря на перманентное увеличение доли ТЗН (сегодня их доля в запасах РФ составляет более 60%, а в старых нефтедобывающих районах, каким является РТ, – более

80%) возможности наращивания извлекаемых запасов на открытых и эксплуатируемых месторождениях огромны (Муслимов, 2012а). Так нашими исследованиями показаны возможности увеличения извлекаемых запасов на длительно эксплуатируемых месторождениях в количестве 1 млрд. т, а на мелких и средних месторождениях около 400 млрд. т. Эти извлекаемые ресурсы могут быть приращены за счет совершенствования геологических исследований с использованием современных геолого-геофизических и лабораторных методов, применения современных технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи (МУН), адекватных конкретным геологическим особенностям залежей и внедрением в практику разработки методов инновационного проектирования разработки (Муслимов, 2012б; 2013).

Разумеется мы должны в первую очередь заниматься этими направлениями. Но это не должно препятствовать исследованиям в области освоения нетрадиционных ресурсов углеводородов (УВ).

Почему же Россия должна заниматься нетрадиционными топливно-энергетическими ресурсами (ТЭР)?

Во-первых, даже по имеющимся неполным данным исследований, ресурсы нетрадиционных углеводородов в мире и России не меньше, а существенно больше, чем традиционных (Муслимов, 2009).

Во-вторых, ряд месторождений нетрадиционных ТЭР, очевидно, будут более привлекательны для освоения, чем ряд залежей ТЗН. К примеру, сверхвязкие нефти (СВН) в терригенном комплексе нижней перми в РТ более эффективны для освоения, чем некоторые залежи высоковязких нефтей (ВВН) в карбонатных породах традиционно нефтеносных горизонтов девона и карбона РТ.

В-третьих, планируя развития ТЭК на 20 лет необходи-

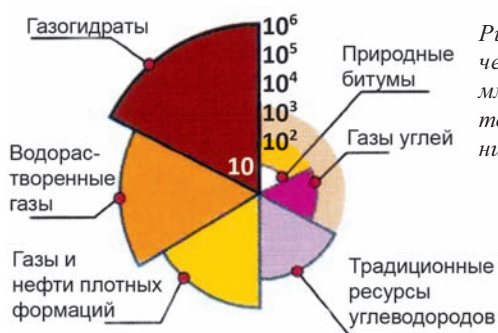


Рис. 1. Геологические ресурсы, млрд.т условного топлива (по Белоницу М.Д.).

мо смотреть дальше – на 40-50 лет, как это делают, например, китайцы. Это объясняется большими рисками инвестиций в НГС и чрезвычайно высокими темпами изменения мировой конъюнктуры в развитии ТЭК.

В-четвертых, ускорившийся процесс накопления и использования новых знаний и умений в передовых странах запада оказывает существенное влияние на расширение круга потенциальных источников сырья, осваиваемых современным нефтегазовым сектором (НГС) в направлении «монетизации» этих знаний. В этой связи можно утверждать, что современная сланцевая революция не последняя. За ней последуют и другие («подпитка» УВ осадочного чехла из глубин Земли, освоение газогидратов и др.)

В пятых, в настоящее время различные страны в зависимости от наличия или отсутствия традиционных или нетрадиционных ТЭР занимаются различными видами традиционных УВ (Канада и Венесуэла – СВН и ПБ, отдельные страны Европы – сланцевыми отложениями, Япония – газогидратами), а такие страны как США, Китай и Россия, как великие державы в ТЭК, должны заниматься всеми видами ТЭР. Иначе – отставание в новых технологиях и вместе с тем в развитии экономики страны.

Раньше всех из нетрадиционных ресурсов в мире началось освоение тяжелых нефтей и ПБ.

Мировые ресурсы нетрадиционных нефтей оцениваются в 1,3-1,4 трлн. т, и из них при существующих технологиях добычи может быть рентабельно извлечено до 171,5 млрд.т при коэффициенте извлечения порядка 12%. Из этих колоссальных ресурсов нетрадиционных нефтей значительная доля приходится на битумы. Канада располагает колоссальными запасами ПБ, содержащихся в битумоносных песках. Ресурсы ПБ в Канаде оцениваются в 365 млрд.т, из них извлекаемые запасы при существующей технологии добычи оцениваются в 29 млрд.т.

В отличие от Канады, располагающей крупнейшими запасами ПБ, Венесуэла располагает самыми крупными запасами СВН в мире. Основные их запасы сосредоточены в Поясе Ориноко, который простирается полосой протяженностью 600 км, шириной 70 км севернее и параллельно реке Ориноко. По последней оценке государственной нефтяной компанией Petroleos de Venezuela S.A. (PDVSA) геологические запасы СВН Пояса Ориноко оцениваются в 206 млрд.т. При холодной добыче этой нефти с использованием горизонтальных скважин извлекаемые запасы могут составить 16,5-24,7 млрд.т (КИН 8-12%) (Нефтегазовые технологии..., 2006).

Хотя битумы месторождения Атабаска и сверхтяжелые нефти Пояса Ориноко относительно близки по своему качеству, однако отличаются друг от друга по степени деградации обычной нефти от воздействия бактерий и эрозии. Сверхтяжелые нефти Пояса Ориноко менее деградированы по сравнению с битумами Канады из-за более глубокого залегания и более высокой температуры пласта – свыше 53° – по сравнению с более низкой пластовой температурой в условиях севера Канады.

### Холодная добыча СВН и ПБ

К настоящему времени в мире отработано достаточно методов добычи тяжелых нефтей и ПБ. Менее вязкие сорта тяжелой нефти, обладающие достаточной текучестью

при существенных температурах в резервуаре добываются на уровне рентабельности без применения специальных технологий снижения вязкости и с использованием ряда традиционных процессов, таких как горизонтальное или многозабойное бурение. Последняя из названных технологий является наиболее эффективной, она предусматривает бурение нескольких ответвлений у скважины, что позволяет увеличить длину по простиранию без большого



Рис. 2. Основные природные источники энергии.

роста затрат. Именно так организован процесс добычи Ориноко в Венесуэле, а также на шельфовых месторождениях Бразилии.

В Канаде применяется холодная добыча тяжелой нефти с песком (Cold Heavy Oil production with Sand (CHOPS)) для добычи тяжелой нефти, залегающей в продуктивных пластах-песчаниках толщиной от 1 до 7 м при условии, если песчаники не являются консолидированными.

Коэффициент извлечения нефти при ее добыче методом CHOPS ниже 10%. Соответственно, затраты на бурение и заканчивание скважин должны быть минимальными. В Канаде затраты на добычу оцениваются в пределах от \$ 14 до \$ 17 за баррель (Муслимов, 2009).

Наиболее болезненным фактором при холодной добыче тяжелой нефти является низкий коэффициент извлечения нефти, который при первичной разработке находится на уровне от 6% до 15%. На этих месторождениях на перспективу не предусмотрена их разработка вторичными методами.

Процесс заводнения с целью поддержания пластового давления может также на некоторых месторождениях с менее вязкими нефтями способствовать поддержанию холодной добычи нефти.

По опыту РТ на залежах, представленных терригенными коллекторами, при благоприятных геологических условиях эффективно применять методы заводнения для выработки запасов высоковязких (до 250 спз и более) нефтей (Рис. 3). Благоприятными условиями для применения заводнения могут считаться объекты с достаточной (более 200 мДа) проницаемостью, низкой расчлененностью (менее 1,5), сравнительно небольшой послойной неоднородностью пластов. При достаточной связи с законтурной

областью эффективно применять законтурную, приконтурную и межконтурную закачку воды.

Для улучшения выработки пластов при разработке залежей вязких нефтей методами заводнения в современных условиях можно использовать горизонтальные скважины.

Конечная нефтеотдача для залежей вязких нефтей естественно ниже, чем для маловязких нефтей, но при заводнении она в 1,5-2 раза выше, чем без него, и существенно выше темпы добычи нефти. На поздней стадии разработки залежей ВВН в обязательном порядке нужно будет применять тепловые МУН (Муслимов, 2012а).

Опыт Татарстана по освоению залежей тяжелых, менее вязких нефтей можно широко использовать в других регионах и странах. На этих месторождениях можно получить при заводнении высокую нефтеотдачу до 30-40% (в зависимости от характеристики пластов) на этапе заводнения, а на поздней стадии перейти на тепловые методы и повысить нефтеотдачу до 60-70%.

### Термические методы добычи нетрадиционных нефтей

К термическим методам добычи нетрадиционных нефтей относятся: стимулирование добычи циклической закачкой пара и заводнение паром (Cyclic Steam Stimulation – CSS and Steamflood), гравитационное дренирование с помощью пара (Steam Assisted gravity Drainage (SAGD)), внутрислоевого горения, нагрев призабойной зоны электрическими нагревателями или радиоволнами.

КИН при CSS находится в пределах от 20 до 30% с соотношением объема закачиваемого пара к объему добываемой нефти от 1/3 до 1/5.

SAGD является наиболее поздней разработкой по сравнению с CSS или заводнением паром. SAGD получил быстрое распространение в Западной Канаде из-за его способности добывать тяжелую нефть из очень неглубоких продуктивных пластов при методах обычной закачки пара. Скважины SAGD работают при низких давлениях пара по сравнению с CSS или скважин при заводнении паром.

SAGD находит применение на скважинах глубиной от 100 до нескольких сотен метров.

При применении SAGD бурятся две горизонтальные скважины, одна из которых находится над другой. Расстояние между скважинами по вертикали обычно составляет 5 м, но в зависимости от вязкости нефти могут быть приняты расстояния от 3 до 7 м. Протяженность горизонтального участка из лайнеров с продольными щелевидными отверстиями обычно составляет от 500 до 1500 м. Щелевые лайнеры снижают вынос песка и способствуют увеличению продуктивности скважин. В начальный период закачку пара осуществляют в обе скважины для снижения вязкости тя-

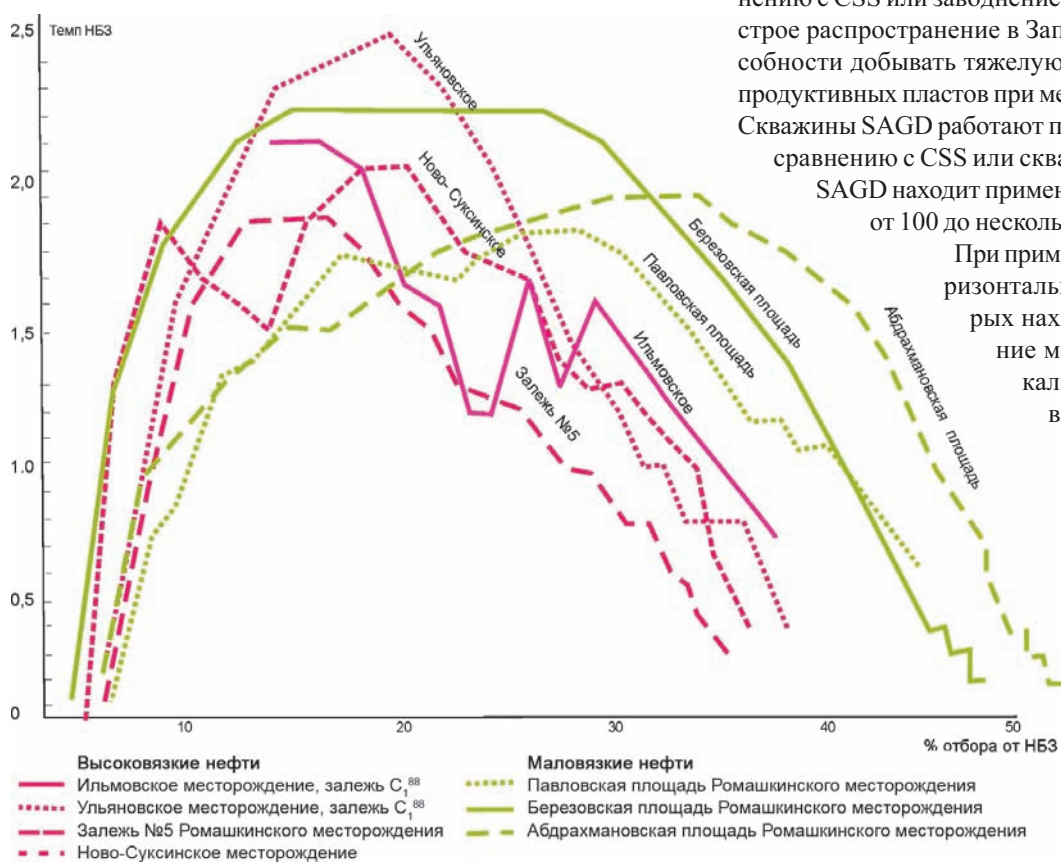


Рис. 3. Эффективность заводнения залежей высоковязких нефтей.



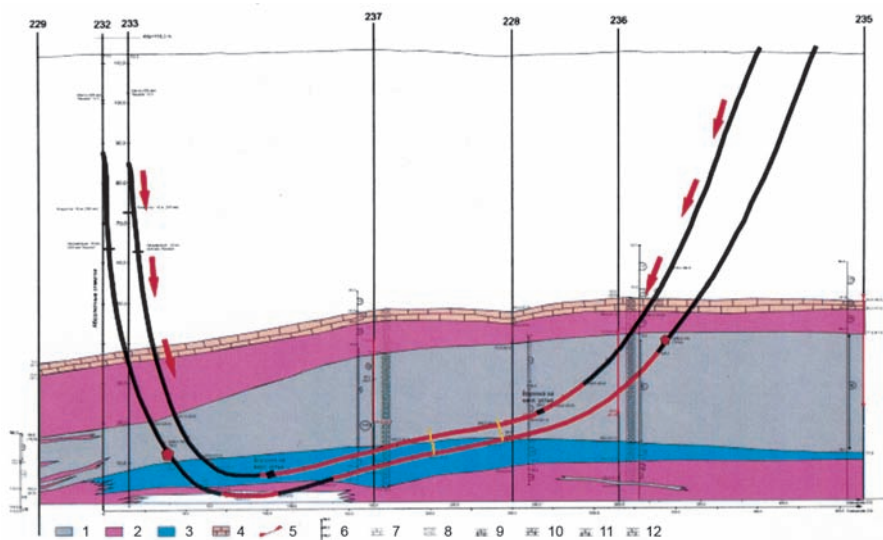


Рис. 4. Проекция горизонтальных скважин №№232, 233 на линию геологического профиля по скважинам №№ 229, 237, 228, 236, 235. 1 – битум, 2 – глины, 3 – водонас., 4 – средне-стириф. известняк, 5 – целевой фильтр, 6 – инт. отбора керн, 7 – средне-стириф. известняк, 8 – плотные глины, 9 – битумонасыщ. песчаники, 10 – битум+вода, 11 – вода+битум, 12 – водонасыщ. песчаники.

желой нефти. При переходе в фазу добычи пар закачивается в верхнюю скважины и добычу тяжелой нефти осуществляют из нижней скважины.

Дебит скважины при SAGD может составлять от 80 до нескольких сот тонн в сутки. В настоящее время еще нет завершённой добычи с использованием SAGD для оценки окончательных КИН. Затраты на добычу при SAGD находятся в пределах от \$ 16 до \$ 18 за баррель.

Чтобы SAGD был эффективным, толщина зоны тяжелой нефти должна быть не менее 10 м, но предпочтительно, чтобы она была еще более 15 м. Это ограничивает применение метода.

### Карьерная (открытая) разработка месторождений СВН и ПБ

В Канаде работают два комплекса (завода) по получению синтетической нефти из залежей ПБ, разрабатываемых открытым способом. Первый был введен в 1967 г. компанией Suncor Inc. Второй – компанией Syncrude Canada Ltd в 1978 г.

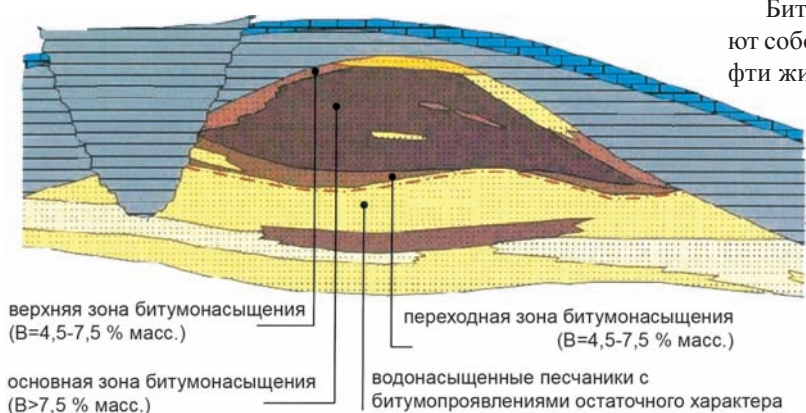


Рис. 5 Геологическая модель залегания природных битумов уфимского яруса. Ашальчинское месторождение. Глубина залегания – до 100 метров, мощность пласта – более 30 м, разведанные запасы – около 65 млн. бар.

Несмотря на значительные осложнения с добычей битумов открытыми разрезами и их переработкой объем производства синтетической нефти двумя вышеприведенными крупнейшими компаниями в 2010г. составил 24,5 млн.т.

В Канаде ведутся подготовительные работы и по ряду других проектов карьерной разработки ПБ.

Себестоимость производства синтетической нефти на заводе Syncrude Canada Ltd. колебалась в пределах от \$ 16 до \$ 19 долларов за баррель.

В США в 90-х годах прошлого столетия началась промышленная разработка залежей ПБ в штате Юта производительностью 13,5 тыс.т/сут синтетической нефти.

### Шахтная разработка месторождений тяжелых нефтей и ПБ

Этими методами в мире занимались давно, с 1735 г. но постоянно с 1939 г. в мире работала и продолжает работать шахта на ягерском месторождении Республики Коми.

В целом технология и техника горных и буровых работ на Ярегском месторождении имеет уровень мировой новизны и является уникальной всемирной лабораторией разработки месторождений тяжелых нефтей шахтным способом с использованием горизонтальных скважин и тепловых методов воздействия на пласт.

Технология термошахтной добычи нефти сочетает в себе преимущество шахтного способа – высокую плотность сетки скважин – с паротепловым воздействием на пласт в условиях нефтяных шахт.

На отдельных участках Ярегского месторождения, находящихся в завершающей стадии разработки, благодаря применению технологии термошахтной добычи нефти достигнута нефтеотдача 50-60%.

В настоящее время применяется новая технология повышения нефтеотдачи пластов месторождений высоковязких нефтей и природных битумов – подземно-поверхностную систему термошахтной разработки. Эта технология является эффективной и экологически безопасной для окружающей среды.

### Освоение СВН и ПБ Республики Татарстан

Битумы пермских отложений Татарстана представляют собой в разной степени окисленные высоковязкие нефти жидкой, полужидкой и твердой консистенции (вязкость от 600 до 1 млн. спз), с высоким содержанием серы (3,7-7%), с содержанием масел от 5,8 до 88%, смол – от 8,7 до 57%, асфальтенов – от 3,3 до 61%.

Анализ результатов разведочных работ и лабораторных исследований керна подтвердил сходство строения залежей битумов с нефтяными. Они представляют собой скопления с содержанием битумов от 1 до 20% к весу породы (40-98 к объему пор), с определенными границами, за которыми битумонасыщенность снижается до 1% и ниже.

Опираясь на имеющиеся классификации, в

основном, с целью определения возможностей применения современных вторичных и третичных, а в перспективе, и четвертичных методов увеличения нефтеотдачи, можно разделить залежи углеводородов на содержащие маловязкие нефти (легкие – МВН), вязкостью до 10 мПа·с; повышенной вязкости (ПВН), вязкостью до 200 мПа·с; высоковязкие (ВВН), вязкостью от 200 до 1000 мПа·с; сверхвязкие, тяжелые (СВН) нефти, вязкостью от 1000 до 10000 мПа·с и природные битумы (ПБ), вязкостью более 10000 мПа·с. Исходя из этой классификации УВ пермского осадочного комплекса РТ можно разделить на СВН и ПБ, так как здесь других категорий практически нет.

Ресурсы углеводородного сырья в пермских отложениях РТ оценивались различными авторами в течение более 30 лет во второй половине прошлого столетия. Эти оценки колебались от 4 до 21 млрд.т и даже с учетом северных районов РТ (почти до 40 млрд.т) из-за разницы в трактовке различных авторов условий залегания УВ (И.М. Акишев, П.Д. Павлов, В.И. Троепольский). Одни приурочивали залежи к крупным структурам высоких порядков («битумные поля»), другие – к локальным поднятиям. Последние данные указывают на правоту авторов, обосновывающих приуроченность залежей СВН и ПБ к локальным поднятиям. Следовательно, можно взять в качестве дальнейших ориентиров для геологического изучения ресурсы УВ в перми в объеме 7-8,7 млрд.т. По мере их изучения необходимо обосновать кондиционные значения параметров: мощность, пористость, проницаемость, нефтебитумонасыщенность, в соответствии с которыми и производить подсчет запасов УВ в пермском комплексе РТ. Это огромная работа, связанная с разработкой оптимального комплекса ГИС, определения петрофизических зависимостей и построением палеток по отдельным стратиграфическим комплексам и территориям республики, совершенствованием опробования скважин с использованием методов, соответствующих будущим технологиям разработки.

Но с позиций сегодняшних знаний для геологических исследований мы могли бы принять приоритетные для освоения ресурсы в объеме 1,5-2 млрд.т, принятые геологической службой объединения «Татнефть» еще в 1974 г.

За многолетний период исследований в РТ отработаны методика поисков и разведки залежей пермских тяжелых нефтей, методика оконтуривания залежей вязких и высоковязких нефтей, изучение добычных возможностей пластов в различных структурно-геологических условиях локального поднятия.

Проведенные в Татарстане исследования и опытно-промышленные работы по изысканию скважинных методов извлечения битумов показали перспективность разработки залежей ПБ с применением тепловых методов (внутрипластовое горение, вытеснение паром, парогаз, волновые МУН, сочетание горизонтального бурения с парогравитацией). При этом на опытном участке Мордово-Кармальского месторождения при разработке скважинными методами с применением внутрипластового горения получена высокая нефтеотдача – около 35%. Применение волновых технологий существенно улучшает показатели процесса.

Начиная с 1978 г. полигоном для отработки скважинного способа добычи ПБ стали два месторождения: Мордово-Кармальское и Ашальчинское. На них еще в советс-

кое время были разработаны и прошли апробацию технологии: отбора керн в рыхлых битумоносных песчаниках специально созданным керноотборником; опробования битумных скважин; инициирования внутрипластового горения термогазовым генератором, высокочастотным электромагнитным полем, с помощью пара, электронгревательной установкой УЭСК-100; термоциклического воздействия на битумонасыщенный пласт воздухом, паром и парогазом; площадной закачки воздуха, пара и парогаса; изменения фильтрационных потоков; извлечения ПБ методом низкотемпературного окисления.

Изучение мирового опыта показывает, что простой его перенос для разработки залежей УВ перми в РТ не возможен по причине кардинально отличающихся геологических условий залегания ПБ в РТ.

Поэтому технологии добычи СВН и ПБ мы должны разрабатывать сами для наших конкретных условий, допуская закупку за рубежом техники и оборудования (специальных буровых установок наклонного бурения на малых глубинах, парогенераторов, компрессоров и т.д.).

Опытно-промышленные работы по добыче СВН по этой технологии (Рис.4) в лучших геологических условиях на Ашальчинском месторождении (большие мощности пластов, высокая нефтенасыщенность, сравнительно небольшая вязкость) (Рис. 5) показали привлекательные результаты: дебиты пары скважин возросли до 40-50 т/сут при сравнительно небольшой обводненности, паро-нефтяное отношение в пределах 3 т/т. Но это достигнуто в лучших геологических условиях (таковых в РТ, видимо, не более 5-7%). Остальные залежи имеют существенно меньшие нефтенасыщенные толщины, меньшую нефтенасыщенность, более обводнены, а большая доля запасов приурочена к сложнопостроенным, весьма неоднородным карбонатным коллекторам (Рис.6). Принятая в Татнефти ориентация исключительно на зарубежные технологии ошибочна. Нужно создавать свои технологии. Но до этого провести все необходимые геологические исследования по обоснованию подсчетных параметров залежей, разработке ГИС, опробования скважин и определению промысловых характеристик пластов.

В 2011 г. АН РТ разработала сводную программу освоения тяжелых нефтей и ПБ на период до 2030 года, основные положения которой следующие:

1. Основное внимание в рассматриваемом периоде сосредоточить на теоретических, научно-исследовательских и опытно-промышленных работах по освоению залежей УВ в пермских отложениях РТ.

Причем:

- научно-исследовательские работы направить на изучение деталей геологического строения месторождений СВН и ПБ на современном уровне (вплоть до молекулярного и наноуровней), исследование процессов нефтевытеснения в лабораторных условиях различными методами; в результате должны быть построены необходимые петрофизические зависимости, определены кластическая и активная (наноминеральная) составляющие продуктивных пластов и их роль в нефтевытеснении различными методами;

- опытно-промышленные работы должны показать технологическую и экономическую эффективность примененных технологий, возможность достижения приемлемых

коэффициентов нефтебитумоизвлечения, доходности и окупаемости использованных технологий;

· теоретические исследования должны способствовать созданию систем рациональной разработки залежей СВН и ПБ с применением вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных, разветвлено-горизонтальных и многозбойных скважин, а также их комбинаций, систем воздействия в разных геологических условиях.

2. Все работы должны привести к районированию территории РТ по степени перспектив нефтебитумоносности с учетом концентрации запасов, технико-экономической эффективности их освоения с составлением карты прогнозных ресурсов УВ с разделением их на СВН и ПБ. Последние с дальнейшим разделением на текущие и нетекучие.

3. Эффективная экономика освоения месторождений ПБ обеспечивается при применении современных технологий переработки.

4. Обязательное участие государства в решении проблемы освоения залежей ВВН и СВН с прямым финансированием на условиях частно-государственного предпринимательства и освобождением от всех налогов (кроме налога на прибыль на срок периода окупаемости проекта).

Исходя из указанных принципиальных положений стратегии освоения месторождений СВН и ПБ обосновано применение инновационных технологий добычи тяжелых нефтей и ПБ с выделением по степени готовности к ОПР следующих трех групп технологий:

- технологии, практически готовые к промышленному внедрению на месторождениях УВ, имеющих лучшую геологическую характеристику и менее вязкие сорта тяжелой нефти: паротепловое воздействие, применение парагаза, комплексная «оксидатная» технология воздействия на залежи в карбонатных коллекторах, а также различные модификации зарубежной технологии термо-капиллярно-гравитационного воздействия на битумоносный пласт (SAGD);
- технологии добычи СВН и ПБ, готовые к проведению широких ОПР в различных геологических условиях: внутрипластовое горение с использованием вертикальных и горизонтальных скважин; метод комбинированной скважинно-шахтной добычи; методы и средства интегриро-

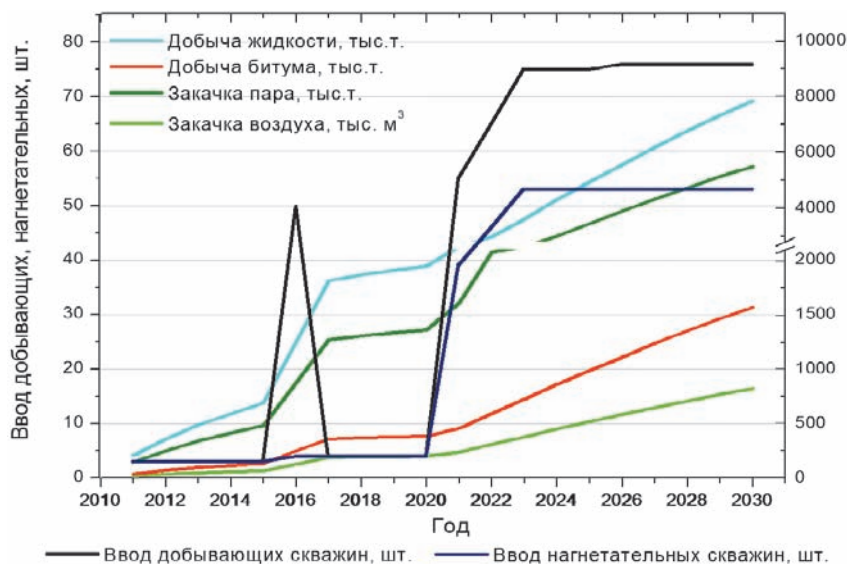


Рис. 7. Основные мероприятия по добыче природных битумов Республики Татарстан.

ванного волнового воздействия на продуктивные пласты самостоятельно или в комплексе с другими технологиями воздействия; применение в качестве вытесняющих агентов сжатых газов, включая сверхкритические флюиды; применение твердотопливного нагревателя СНПХ-ТТН; метод комбинированного термоимпульсного и термохимического воздействия; применение новых кислотных агентов воздействия;

- научно-исследовательские работы по разработке новых инновационных технологий добычи СВН и ПБ: вытеснение СВН с применением CO<sub>2</sub> в сверхкритическом состоянии; разработка катализаторов для внутрипластовых окислительных процессов; создание термисточника с повышенной температурной мощностью для ОПЗ битумоносного пласта; разработка технологий по закачке в пласт с СВН композиций, содержащих органические растворители, в том числе с ПАВ и др. химических реагентов; использование электротеплового воздействия на пласт; разработка адаптированного к конкретным геолого-физическим условиям комплекса технологий для эффективного освое-

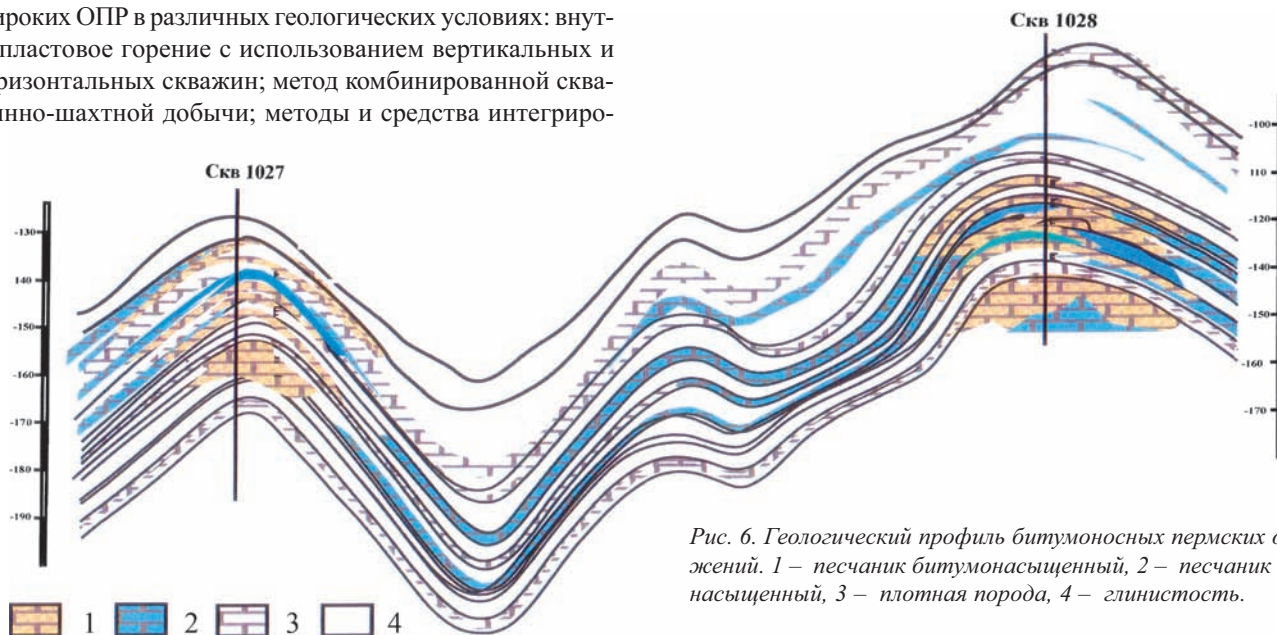


Рис. 6. Геологический профиль битумоносных пермских отложений. 1 – песчаник битумонасыщенный, 2 – песчаник водонасыщенный, 3 – плотная порода, 4 – глинистость.

ния скважин тепловым методом, основанного на совокупности тепловых свойств коллектора, петрографического состава и особенностей тектонического строения залежи.

На рисунке 7 показаны уровни добычи СВН и ПБ перми и основные мероприятия по их обеспечению.

Наряду с освоением нетрадиционных ресурсов УВ в пермских отложениях сегодня настало время заняться остаточными нефтями длительно эксплуатируемых месторождений.

В РТ это запасы выработанных участков, которые согласно проектам разработки должны оставаться в недрах после окончания эксплуатации. Мы извлекли 3,1 млрд.т запасов, а на этих участках осталось запасов даже больше этой величины. Это запасы в более благоприятных условиях – в основном маловязкие нефти в высокопроницаемых породах. Это громадный резерв нефтедобычи. Необходимо начать работы по поискам методов извлечения этих запасов, прежде всего, на залежах горизонта Д1 Бавлинского, девонских залежей Бондюжского, Первомайского и отдельных площадей Ромашкинского и участков Ново-Елховского месторождений. Предполагалось начать такие работы с девонской залежи Бавлинского месторождения, где ученые КФУ обосновывали реальную возможность достижения КИН – не менее 0,7 при проектном 0,596. В таком случае можно получить здесь 18,2 млн.т запасов. За проведение таких работ взялась зарубежная фирма TGT, подразделение которой имеется в г. Казани. Дело за Татнефтью.

Сегодня Татарстан в научно-практическом плане подготовлен для расширения этой задачи.

Исследования показали, что техногенно измененные в процессе длительной разработки остаточные нефти (ОН) могут быть разделены на две группы: неизмененные (или слабоизмененные) и сильнопреобразованные (Петрова и др., 1994; 1999).

Доля первых на различных участках может колебаться от 30 до 70%. Приоритетными для проведения работ будут служить участки с большей долей в ОЗН слабоизмененных запасов. На них нужно поставить ОПП по поискам эффективных методов извлечения ОЗН.

На данном этапе можно поставить задачу выработки слабоизмененных нефтей. Это огромные запасы. Для этого уже есть наработки. На этих объектах вначале можно использовать все возможности гидродинамических МУН с внедрением разработанной КФУ автоматизированной системы контроля и управления процессами выработки пластов – АСКУ-ВП, апробированной на Ромашкинском месторождении и показавшей хорошие результаты в увеличении отборов на поздней стадии разработки. Затем, на втором этапе можно планировать массивное применение третичных МУН, созданных для поздней стадии разработки с обводненностью продукции 95-98% и выше. В основном это будут физико-химические и физические МУН.

Затем на следующем этапе можно осуществить переход на форсированный отбор жидкости (ФОЖ). Препятствия по его применению, заключающиеся в нерешенности вопроса утилизации громадных объемов попутной воды, добываемой при ФОЖ, могут быть решены при использовании технологии «безводной» добычи нефти (разработка ООО «Нефть XXI век» Н.П. Кузьмичева). Это открывает широкие возможности использования ФОЖ на истощенных объектах РТ и РФ в целом (Кузьмичев, 2011).

Мировая конъюнктура в современном мире весьма изменчива, и главной движущей силой здесь является доселе невиданный прогресс в нефтегазовом секторе (НГС). Нефтегазосланцевая революция в мире состоялась в начале текущего столетия. Инициатором и вдохновителем ее были США.

По оценке зарубежных экспертов в 2008 г. извлекаемые ресурсы сланцевой нефти на планете определены в 820,0 млрд.т. По данным Международного Энергетического Агентства извлекаемые запасы сланцевой нефти только по 33 странам на открытых 600 месторождениях на 01.01.2013 г. оцениваются в пределах 450,0 млрд.тонн. То есть, на одно месторождение в среднем приходится 750 млн.т.

Для сравнения – в мире месторождений нефти такого класса известно всего 40. Это говорит о неизученности сланцевых объектов и по этой причине завышенности оценок. Так один из ведущих экспертов по нефти Oswald Clint оценивает извлекаемые запасы сланцевой нефти в баженовской свите в Западной Сибири не менее 264 млрд.т, что превышает извлекаемые запасы сланцевой нефти на одном из крупнейших месторождений нефтяных сланцев Wakken в США почти в 80 раз (Грушевенко, 2012).

Расчет прост: с учетом того, что баженовская свита занимает площадь 2,3 млн.км<sup>2</sup> и, зная параметры пластов и флюидов, простые арифметические действия дают чудовищную цифру. Но даже при использовании новейших технологий из-за крайней неоднородности по параметрам пластов и содержанию в них УВ на этой площади залежи могут оказаться лишь на ограниченной территории. Сколько это будет из-за низкой изученности даже небольших участков развития этих отложений мы не знаем. С учетом сказанного этих извлекаемых ресурсов может оказаться в десятки и даже сотню раз меньше. Так площадь нефтеносности супергигантского Ромашкинского и крупнейшего Ново-Елховского месторождений в Татарстане составляет всего 6 тыс.км.

Работы, проведенные в США позволяют полагать, что по мере развития добычи сланцевой нефти (по аналогии с обычными нефтями) будут выявляться благоприятные и неблагоприятные для добычи участки. Добыча из последних окажется либо нерентабельной, либо непромышленной.

С учетом сказанного извлекаемые запасы сланцевых нефтей и газов, очевидно будут существенно ниже современных оценок. Но в любом случае, следует признать, что они соизмеримы с начальными потенциальными ресурсами обычных нефтей на нашей планете.

При этом необходимо учесть, что при подсчетах извлекаемых запасов принимаются низкие КИН (в пределах 7-10%). Учитывая, что по обычным нефтям мы имеем реальный КИН – 30-33%, то геологические ресурсы нефти в сланцах будут существенно (в 3-5 раз) больше, чем обычных нефтей.

То же самое можно отметить и по запасам сланцевого газа в мире. В настоящее время имеются более или менее достоверные оценки извлекаемых запасов сланцевого газа только по 32 странам мира. По ним они оцениваются в 187,5 трлн.м. Из-за отсутствия информации в эту группу из 32 стран не включены Россия, страны Центральной Азии, Ближнего Востока, Юго-Восточной Азии и Цент-

ральной Африки, располагающие значительными запасами природного газа.

С внедрением в последние годы новых технологий бурения горизонтальных скважин и усовершенствования технологий многоступенчатого гидроразрыва на протяженных горизонтальных участках скважин стало возможным осуществлять рентабельную добычу нефти из нефтесодержащих продуктивных пластов с низкой пористостью и низкой проницаемостью.

США ставят задачу довести собственную добычу нефти до 594 млн.т. в год и иметь первое место по добыче газа. Естественно это кардинально изменит мировую конъюнктуру по нефти и газу и конечно не в пользу России. При этом для нее даже без учета возможных кризисов наступят тяжелые времена. Поскольку влиять на мировую конъюнктуру наша страна не может. Единственно возможным вариантом остается увеличение добычи УВ. Но это не относится к газу, так как существуют большие сложности с рынком из-за низкой конкурентности добычи российского газа. Остается нефть. Однако по мнению большинства специалистов достигнутый в РФ высокий уровень добычи более 500 млн.т в год с большим трудом можно удержать максимум до 2020 г., а затем добыча будет существенно снижаться. Ресурсы УВ в РФ огромны и теоретически можно было бы удерживать и даже расти с добычей. Но Россия не США и теоретическую возможность превратить в реальную не получится. Но тем не менее какие-то шаги в этом направлении делать нужно.

Россия вопросами добычи УВ из сланцевых отложений до бума в США практически не занималась. Хотя некоторые работы попутно с поисками и добычей УВ из сланцев велась еще с начала прошлого столетия. Сейчас ряд компаний вынуждены заниматься этой проблемой.

Освоение технологии добычи сланцевой нефти ведется в отложениях «баженовской свиты» совместным предприятием «Газпром нефть», Shell и Salym Petroleum Development (SPD). Специалисты трёх компаний для разработки месторождения в промышленных масштабах создали дорожную карту, определяющую этапы и вехи движения к цели.

Но главным препятствием добычи сланцевой нефти является низкая эффективность производства и, соответственно, дороговизна: из одной тонны сланца, обогащенного нефтью, добывается от 0,5 до 1,25 баррелей нефти, что даёт себестоимость барреля нефти в 70-90 долларов. Эта сумма сегодня значительно превышает себестоимость «обычной» нефти. Россия может стать активным производителем сланцевой нефти только в будущем, да и то при изобретении и освоении эффективных технологий извлечения сланцевой нефти. Сегодня нефтяные компании могут заниматься ею лишь в рамках развития технологий, а для коммерческого применения сланцевая нефть пока ещё «не дошла» (Kimos, 2011; Сланцевая нефть..., 2013).

Но методы геологического изучения и возможные технологии извлечения УВ из сланцевых отложений в РФ должны разрабатываться уже сегодня. Это процесс длительный, и поэтому терять время здесь нельзя (Жарков, 2011).

На территории Татарстана нефтепроявления, а также промышленные скопления нефти в семилукском и речичком горизонтах ранее были выявлены как в центральной части Южно-Татарского свода (ЮТС) и его западного, се-

веро-восточного и северного склонов, так и на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода (СТС). В частности, нефтеносность семилукского и речичкого горизонтов установлена на ряде площадей Ромашкинского месторождения, в пределах Ерсубайкинского, Березовского и др. месторождений. Согласно (Жарков, 2011; Муслимов, 2012в) эти залежи приурочены к линейным зонам повышенной трещиноватости, связаны со сложно построенными коллекторами, обладающими системой каверн, пор и трещин, и скорее всего представляют собой промышленные скопления, образованные в результате миграции подвижной нефти из нижележащих горизонтов.

Сланцевая же нефть представляет собой нефть, заключенную в породах с весьма низкими пористостью и проницаемостью, которая может быть добыта при использовании технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта. Также сланцевой нефтью принято называть легкие углеводородные фракции, которые могут быть получены в результате термического воздействия на твердые горючие сланцы, обладающие высоким содержанием (50-70%) рассеянного органического вещества – керогена.

Целенаправленные поиски и оценка ресурсов сланцевой нефти на территории Татарстана до сих пор не осуществлялись, хотя доманикоидные породы неоднократно становились объектом изучения с целью оценки генерационного потенциала жидких и газообразных углеводородов.

Согласно ранее выполненным геохимическим исследованиям пород семилукского и речичкого горизонтов среднее содержание ОВ в них соответственно составляет 8,35 и 2,56%, что вполне достаточно для выделения их в качестве основного объекта исследования и ресурсной оценки. Присутствие в составе пород значительной доли кремнезема и плотных известняков является благоприятным фактором с позиции оценки эффективности гидроразрыва. Однако особого внимания заслуживает изучение степени катагенетической зрелости ОВ.

В Республике составлена «Программа работ по оценке территории РТ». Эта программа разработана под руководством Академии Наук РТ в соответствии с поручением Президента РТ Р.Н. Минниханова.

Программа направлена на оценку нефте-газоперспективности отложений, которые можно отнести к сланцевым. Программа эта гибкая и состоит из трех этапов.

Задача ее первого этапа (2013-2015 гг.) – обоснование перспектив нефтегазонаосности сланцевых и подобных им отложений на территории республики. Оценка нефтеперспективности должна базироваться на уже известных геологических, геохимических, технологических критериях. Предстоит изучить керн, органику, которая содержится в этих породах, определить степень их катагенетической зрелости. И, наконец, сравнить наши результаты с аналогами из тех регионов, где уже идет успешная разработка сланцев. Ведь это область совершенно новая, где пока нет других эталонов. Если увидим, что наши потенциальные объекты похожи на этот аналог, можно будет выбрать опытный участок и перейти ко второму этапу.

В перспективности этих отложений мы уверены, так как в процессе поисков нефти в традиционно нефтеносных горизонтах девона и карбона в течение десятков лет проводилось попутное опробование мендым-доминиковых отложений и иногда притоки нефти оказывались дос-

таточно мощными (до 30-50 т/сут.).

Второй этап программы предусматривает проектирование и строительство одной горизонтальной скважины, в которой будут проводиться ГРП. Задача этапа – получить приток и оценить его промышленное значение. Выбор места заложения скважины и локализация 2-3 перспективных участков для последующих работ будет проводиться хорошо зарекомендовавшими себя для прямых поисков УВ надежными методами СЛБО и НСЗ.

При положительных результатах планируется переход к третьему этапу работ, который предусматривает оценку ресурсов сланцевой нефти, составление техсхемы разработки 1-2 участков и составление ТЭО целесообразности освоения залежей сланцевых нефтей в РТ.

Предварительная оценка стоимости программы около 200 млн.руб., из которых 15% приходится на первый, около половины на второй, остальные на третий этапы. Эта программа пока не утверждена в верхах и находится на рассмотрении.

Реализация данной программы позволит нам продвинуться в методах геологических исследований.

Сегодня, по крайней мере, в Казанском федеральном университете появляется современная лабораторная база. До сих пор мы думали, что этого достаточно для прорыва в геологических исследованиях. Но недавнее общение с западными учеными и специалистами в рамках составления программы Республики Татарстан по сланцевой нефти и газу показало наше отставание в технике, технологии и организации этих работ. Если мы начнем их догонять и пытаться делать все самостоятельно, то на это по оценке нужно не менее 20 лет. А они за это время уйдут еще дальше, и разрыв станет еще больше. Изучение сланцевых толщ предусматривает проведение иного комплекса аналитических исследований и интерпретации их результатов.

Эти работы помогут в оценке перспектив сланцевых толщ Волго-Уральской НГП.

В современном динамично развивающемся мире нужно быть готовым и к другим революциям в обеспечении углеводородами. Прежде всего, речь идет о возобновляемости нефти за счет подпитки залежей осадочного чехла из глубин Земли.

Первоначально начатые еще в середине прошлого столетия работы по общегеологическому изучению КФ привели нас в дальнейшем к исследованию процессов подпитки осадочного чехла УВ из глубин недр – мантии Земли. Важнейшая геологическая идея XX столетия – идея «подпитки» сегодня может быть востребованной. Она позволяет нам уверенно прогнозировать добычу нефти на любой период и дальнюю перспективу без каких-либо опасений оставить потомков без ценнейшего сырья – нефти и газа (Муслимов, 2012в).

Созданная А.А. Баренбаумом физическая модель в рамках Галактоцентрической парадигмы принципиально решает «проблему источника углерода» в биосфере на всю длительную историю Земли. Дальше это приводит авторов к биосферной концепции нефтеобразования. В ней залежи нефти и газа рассматриваются как неотъемлемые продукты циркуляции углерода и воды через земную поверхность в ходе их глобального геохимического круговорота. В системе, такого круговорота выделены три цикла, которые определяют полигенный состав нефти. Пер-

вый, длительностью  $10^8$ - $10^9$  лет, связан с погружением углеродсодержащих пород в мантию Земли при субдукции литосферных плит. Второй – приблизительно  $10^6$ - $10^7$  лет, вызван преобразованием органического вещества при осадконакоплении. И третий – приблизительно 40 лет, обусловлен переносом углерода биосферы вглубь земной коры метиогенными водами в ходе их климатического круговорота (Баренбаум, 2007).

Наши наблюдения за состоянием разработки супергигантских и некоторых мелких месторождений позволяют практически уже визуально ощущать восполнение углеводородами нефтяных и газовых месторождений осадочного чехла. В настоящее время, когда «подпитка» эксплуатируемых месторождений УВ из глубин Земли еще не стала общепринятой аксиомой, большие объемы извлекаемой нефти на некоторых месторождениях (чем это следует из официальных балансов запасов) пока как-то удается обосновать увеличением до теоретически возможных значений подсчетных параметров запасов и КИН. Завтра это сделать будет невозможно.

Но в современной России такие направления исследований не приветствуются по причине их сложности и наличия традиционных ресурсов УВ. Но в таком старом нефтедобывающем районе, как РТ, явившемся пионером этих работ в России и к тому же имеющим благоприятные условия для решения проблем «подпитки», все же необходимо проводить хотя бы минимальные научные исследования в этом направлении за счет средств НК республики. Для этого под эгидой АН РТ следует составить программу научных работ в направлении изучения КФ и процессов «подпитки» УВ Ромашкинского месторождения.

В РТ в отложениях карбона на ряду с нефтяными есть залежи углей. Поэтому существуют более отдаленные направления исследований-перспектив извлечения угольного метана из угленосных отложений нижнего карбона с помощью подземной газификации углей с дальнейшим использованием дополнительного выделяемого тепла для термической добычи высоковязкой нефти. Как это предлагают сегодня ученые Башкортостана (Гуторов и др., 2012).

Исходя из изложенного, РТ имеет огромные ресурсы УВ, которые при правильном, целенаправленном использовании могут обеспечить республике длительную, на сотни лет жизнь на качественном уровне не ниже передовых стран Европы.

## Литература

- Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2012. 664.
- Муслимов Р.Х. Повышение нефтеотдачи пластов – приоритетное направление развития нефтяной отрасли современной России. *Нефть. Газ. Новации*. 2013. №4.
- Муслимов Р.Х. Развитие инновационных технологий разработки нефтяных месторождений в современных условиях. *Нефть. Газ. Новации*. 2012. №2. 30-38.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. 2009. 727.
- Нефтегазовые технологии для энергетических рынков будущего. *МРНУГ*. №1. 2006.
- Петрова Л.М., Мухаметшин Р.З., Юсупова Т.Н., Семкин В.И., Романов Г.В. Сравнительный анализ состава остаточных и добываемых нефтей с целью оценки возможностей их доизвлечения. *Мат. научно-практ. конф. «Проблемы развития нефтяной промышленности Татарстана на поздней стадии освоения запасов»*. Альметьевск. 1994.

## НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

Вступление большинства нефтяных месторождений России в позднюю стадию разработки позволяет прогнозировать ожидаемую нефтеотдачу и проводить оценку эффективности их эксплуатации. Результаты, полученные за основной период, определяют объемы технико-экономических показателей мероприятий по достижению запланированной нефтеотдачи в поздней стадии разработки. На примере ОАО «Татнефть», совершившего в 1986 году переход от сложившейся традиционной технологии к технологии оптимальной выработки нефтяного пласта (ОВНП), наглядно демонстрируют положительные результаты. Технология ОВНП, созданная учеными Казанского университета под руководством профессора Н.Н. Непримерова, базируется на физической модели дискретной среды и аппарате в виде метода молекулярной динамики.

*Ключевые слова:* технология оптимальной выработки нефтяного пласта, нефтеотдача пластов, поздняя стадия разработки, энергоёмкость процесса нефтедобычи, плотность сетки скважины.

В Российской Федерации разведано 2750 месторождений нефти, из них 1580 находятся в эксплуатации, к которым приурочено 78% всех запасов. Выработанность большинства месторождений превышает 60%.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) колеблется в основном в диапазоне 0,3-0,4; для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами КИН существенно ниже, но при этом значительно возрастают удельные капитальные вложения на тонну новой мощности и трудоемкость добычи в 2-7 раза.

Сравнение показателей проектного коэффициента нефтеизвлечения России и США приведены на рис. 1.

Если по РФ наблюдается устойчивая тенденция снижения проектного КИН, то в США – наоборот рост. Конечно, можно говорить о разных подходах в начальный период эксплуатации: в Штатах – в основном на естественном режиме; в России – заводнение применяется практически с начала промышленной разработки месторождений. Основные же причины кроются, скорее всего, в плотности сетки скважин и недоучете особенностей геологического

Окончание статьи Р.Х. Муслимова «Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития...»

Петрова Л.М., Фосс Т.Р., Романов Г.В., Ибатуллин Р.Р. Сопоставительный анализ остаточных нефтей при отложении в пласте твердых парафинов с высокопарафинистыми нефтями. *Тр. научно-практ. конф. «Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений»*. Казань: Экоцентр. 1999. Т.1.

Кузьмичев Н.П. Проблемы внедрения инноваций в нефтяной отрасли промышленности Татарстана и возможные пути их решения. *Георесурсы*. 2011. №3 (39). 36-39.

Грушевенко Д., Грушевенко Е. Нефть сланцевых плев – новый вызов энергетическому рынку? ИЭИ РАН. 2012. 49.

Andrew Kimos. Engineering Natural Gas from US Shale Deposits. February 3, 2011. <http://buildipedia.com/operations/enRineering-operations-new/engineerinR-natural-gas-from-as...>

Сланцевая нефть: новая энергетическая революция. Отчет Pricewaterhouse Coopers, (PwC). Февраль 2013. [www.pwc.co.uk](http://www.pwc.co.uk).

Жарков А.М. Оценка потенциала сланцевых углеводородов России. Минеральные ресурсы России. *Экономика и управление*. №3. 2011. 16-21.

Р.Х. Муслимов. Новые геологические идеи – основа поступательного развития минерально-сырьевой базы углеводородов в XXI столетии в старых нефтедобывающих районах России. *Георесурсы*. 2012. -№5. 3-7.

Баренбаум А.А. Нефтегазоносность недр: эндогенные и экзогенные факторы. М. 2007. 41.

Гуторов Ю.А., Косолапов В.К., Утопленников А.Ф. Перспективы и пути расширения углеводородно-сырьевой базы Башкортостана на основе применения нетрадиционных технологий добычи. УГНТУ, Октябр. фил. Уфа: Изд-во УГНТУ. 2012. 212.

R.Kh. Muslimov. **Enhancing the role of non-conventional hydrocarbon deposits for long-term sustainable economic development (on the example of the Republic of Tatarstan)**

The article shows the role of non-conventional hydrocarbon deposits in economic development, which include not only the

heavy oil, natural bitumen, bituminous sand, oil shale, but also non-conventional gas resources: gases of coal deposits, aqueous gas, shale gas and tight formations. It is shown that in the present conditions to non-traditional sources of hydrocarbons, residual oil in fields in long-term operation can be attributed. In Russia there is tremendous opportunity for long-term production of conventional oil. It is known that the possibility of increasing the recoverable reserves in the long-term operating fields in the amount of 1 billion tons, and in small and medium-sized deposits of about 400 billion tonnes. These resources can be added by improving the geological studies, using modern geological, geophysical and laboratory methods, application of modern development technologies and methods of enhanced oil recovery (EOR), appropriate specific geological features of deposits and introduction to the practice of innovative methods of design development. Immediately the Republic of Tatarstan has a huge hydrocarbon resources which at appropriate, purposeful use can provide to the republic long life on a qualitative level not lower than the advanced countries of Europe.

*Key words:* non-conventional hydrocarbon, residual oil in fields in long-term operation.

*Ренат Халиуллович Муслимов*

Д.геол.-мин.н., профессор кафедры геологии нефти и газа. Академик АН РТ, РАЕН и АГН, лауреат государственных премий РФ и РТ. Заслуженный геолог РФ и РТ, дважды лауреат премий Правительства РФ и премий Миннефтепрома РФ, заслуженный деятель науки РТ.

Казанский (Приволжский) Федеральный университет. 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18. Тел/Факс: (843) 233-73-84.

строения и свойств пластов-коллекторов при формировании системы заводнения (Иванова, 1976). Другой значительной составляющей, влияющей на нефтеотдачу, является технология воздействия на пласт, качество строительства скважин, организация контроля и управления процессом выработки пластовых резервуаров.

Следует обратить внимание, что за 1995-2000 годы произошли существенные изменения: если в России КИН снизился сразу на 4 пункта, то в США он вырос на 4,7 пункта. По месторождениям ХМАО за последних 40 лет наблюдается устойчивое уменьшение проектного КИН по 0,5% за пятилетку. По Татарстану проектный КИН также снижался, хотя и более медленными темпами за счет освоения менее продуктивных месторождений, в том числе с вязкой и высоковязкой нефтью. Однако с 2000 годов вектор проектного КИН изменился в сторону роста.

Проектные и достигнутые КИН и доля добычи нефти по регионам РФ от добычи нефти приведена на рис. 2.

По ХМАО фактический отбор составляет 53,8% от НИЗ при обводненности 86,8%, что ставит под сомнение достижение проектной нефтеотдачи, по Татарстану отбор составляет 77,6% от НИЗ при обводненности 78,5%. Максимальный КИН по регионам РФ прогнозируется по месторождениям Калининградской области.

Без увеличения КИН по залежам маловязкой нефти и пластам с хорошими коллекторскими свойствами невозможно добиться увеличения нефтеотдачи в целом по месторождениям России.

В ОАО «Татнефть» вопросам контроля, регулирования процессов разработки и повышению КИН всегда уделялось первостепенное внимание. Опыт эксплуатации многопластового Ромашкинского и других месторождений Татарстана указывает на существенное влияние технологии разработки на эффективность процесса добычи, возможность значительного снижения эксплуатационных затрат при стабилизации и даже росте объемов добычи на поздней стадии.

График разработки пашийско-кыновских отложений Ромашкинского месторождения ОАО «Татнефть» по данным Муслимова Р.Х. приведен на рис. 3.

Основные позитивные результаты получены как раз на четвертой стадии разработки за счет внедрения технологии оптимальной выработки нефтяных пластов, разработанной в Казанском Университете под руководством профессора Н.Н. Непримерова. Технология базируется на новой модели фильтрации и математическом аппарате, в котором физическая модель дискретной среды и аппарат в виде метода молекулярной динамики сменил механическую модель сплошной среды (Непримеров, 2004). При снижении отбора жидкости и закачки воды более чем в 2 раза и сохранением обводненности на уровне 83% достигнута стабилизация добычи нефти, и даже ее рост (Муслимов, 2008).

Еще более значимые результаты получены по НГДУ «Альметьевнефть», где объемы отборов жидкости и закачки сократились в 3 раза, обводненность снизилась с 85,2 до 77,8% при росте добычи с 3,8 млн. т в 1996 году до

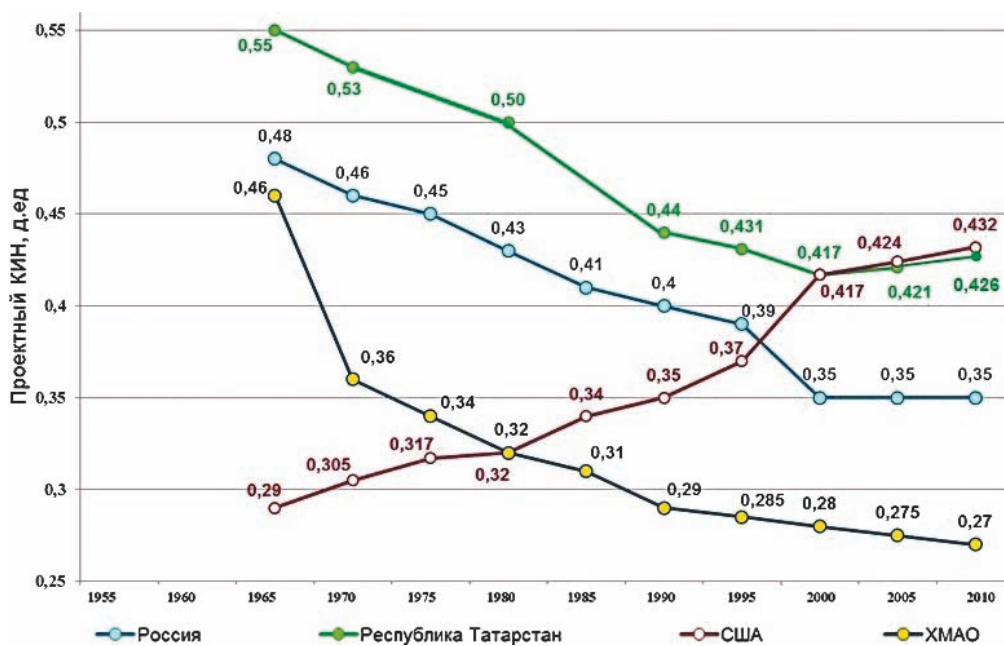


Рис. 1. Величина проектного КИН в России и США.

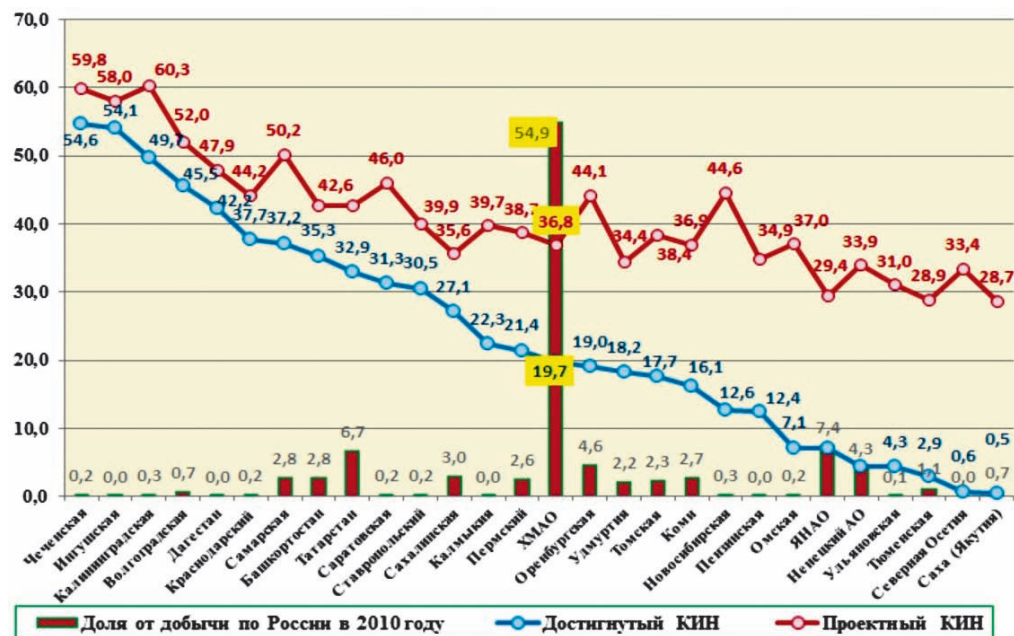


Рис. 2. КИН и доля добычи нефти по регионам РФ от добычи нефти в 2010 году.



4,2 млн. т в 2012 году.

Данные мероприятия сопровождались также существенным уменьшением потребления электроэнергии: по ОАО «Татнефть» с 7,0 до 3 млрд. кВт·час, по НГДУ «Альметьевнефть» с 1,020 млрд. до 0,4 млрд. кВт·час, удельный расход энергозатрат на добычу 1 т нефти снизился на 40%, а энергоэнергоёмкость закачки в 2 раза.

Динамика энергозатрат по НГДУ «Альметьевнефть» приведена на рис. 4.

Ожидаемый водонефтяной фактор по НГДУ «Альметьевнефть» при этом составит около 2, против 4 по старой технологии до 1986 года (Панарин, Валитов, 2007).

Одними из дискуссионных и длительно обсуждаемых в нефтяном сообществе являются вопросы влияния темпов отбора жидкости и плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи пластов.

Анализ разработки, проведенный по девонским объектам НГДУ «Альметьевнефть» Ромашкинского месторождения, показывает:

- Темпы отбора жидкости не оказывают влияние на нефтеотдачу к началу поздней стадии разработки.
- Обводненность продукции и накопленный водонеф-

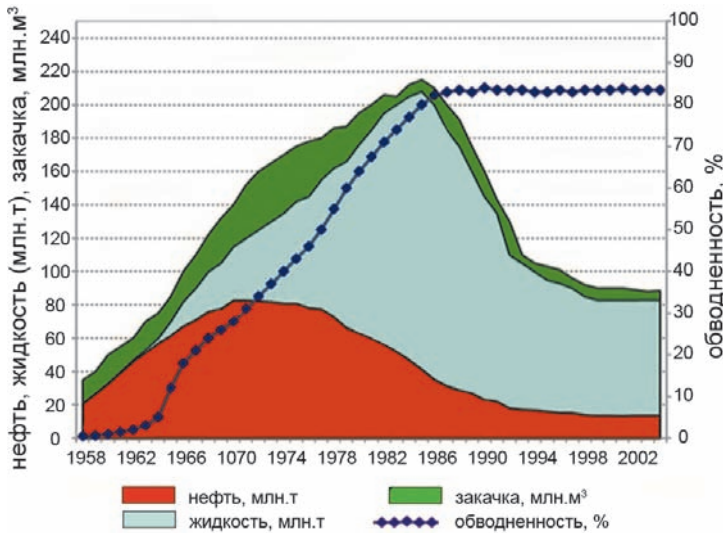


Рис. 3. График разработки пашийско-кыновских месторождений Ромашкинского месторождения по данным Р.Х. Муслимова.

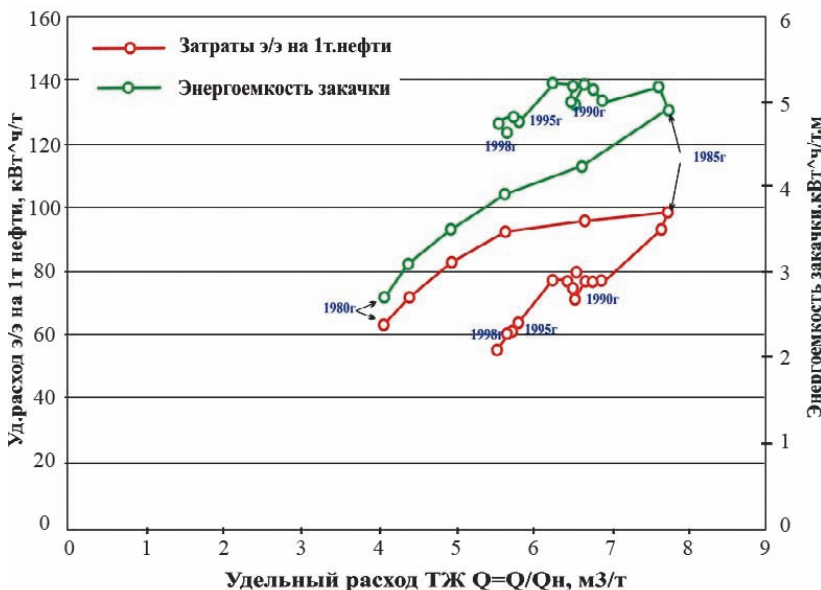


Рис. 4. Динамика энергозатрат.

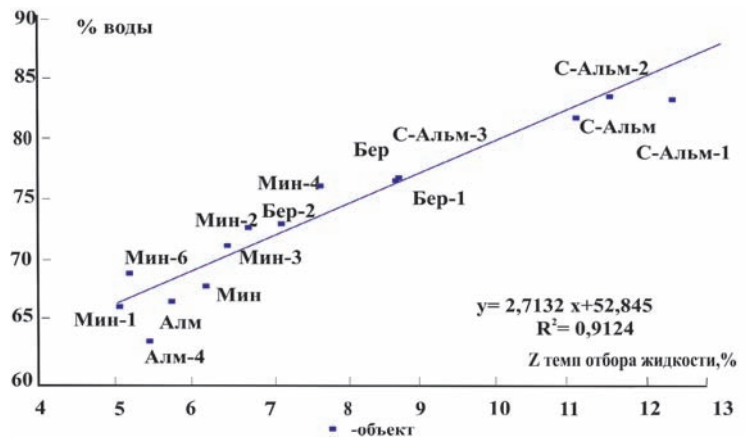


Рис. 5.

тяной фактор имеют тесную корреляционную зависимость. Они нарастают с увеличением темпа отбора жидкости, что предопределяет и увеличение операционных затрат в поздний период разработки (Рис. 5, 6).

Вместе с тем, значительное уменьшение объемов попутно добываемой воды и закачки позволяет существенно снизить негативное влияние на окружающую среду, оздоровить родники и поверхностные источники вод.

На примере небольших месторождений Калининградской области, разрабатываемых на природном водонапорном режиме благодаря хорошим коллекторским свойствам пластов, проведена оценка влияния плотности сетки скважин на коэффициент нефтеотдачи. Пластовое давление по залежам на протяжении всей истории разработки оставалось близким к начальному пластовому давлению, а депрессия на пласт не превышала 1,0-1,5 МПа.

По 10 месторождениям этого региона, вступившим в позднюю стадию, можно сделать вывод о том, что по залежам с более плотной сеткой нефтеотдача к концу основного периода разработки в 1,5 раза выше, чем по залежам с более редкой сеткой (Рис. 7).

Причинами снижения КИН по основной в России нефтегазонасыщенной Западно-Сибирской провинции наряду с ухудшающейся структурой запасов являются:

- Недостаточно глубокая научная проработка особенностей геологического строения в условиях массового потока подготовки проектных документов месторождений при освоении Западно-Сибирской провинции; объединение большого количества продуктивных пластов в один эксплуатационный объект.
- Низкое качество строительства скважин (цементаж эксплуатационных колонн), приводящее к невозможности контроля и управления выработкой каждого пласта и наличия разнообразных перетоков между ними.
- Применение высоконапорных насосов в добыче и системе ППД, что предопределило:
  - в добыче – работу на забойных давлениях значительно ниже давления насыщения;
  - в системе ППД – иногда 2-х кратное превышение давления нагнетания над оптимальным для определенных групп коллекторов.
- Массовая остановка скважин (до 50 и более %) в 1990-2000 годы, что привело к разба-

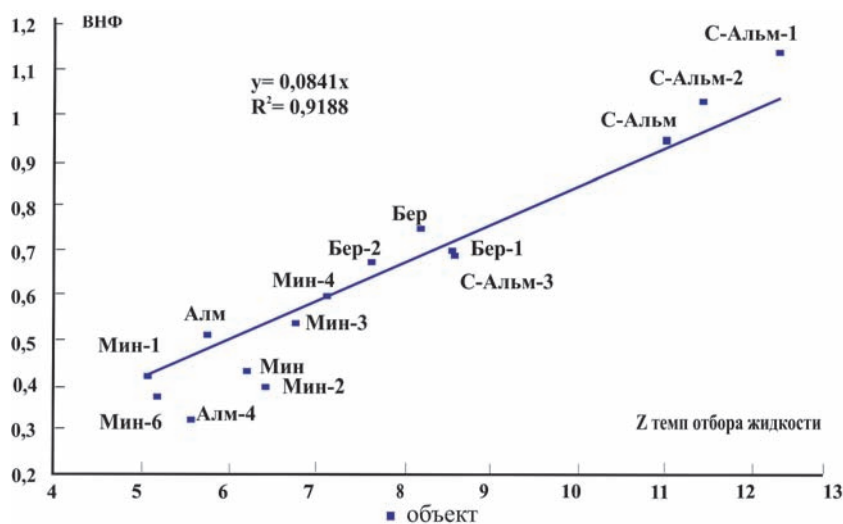


Рис. 6.

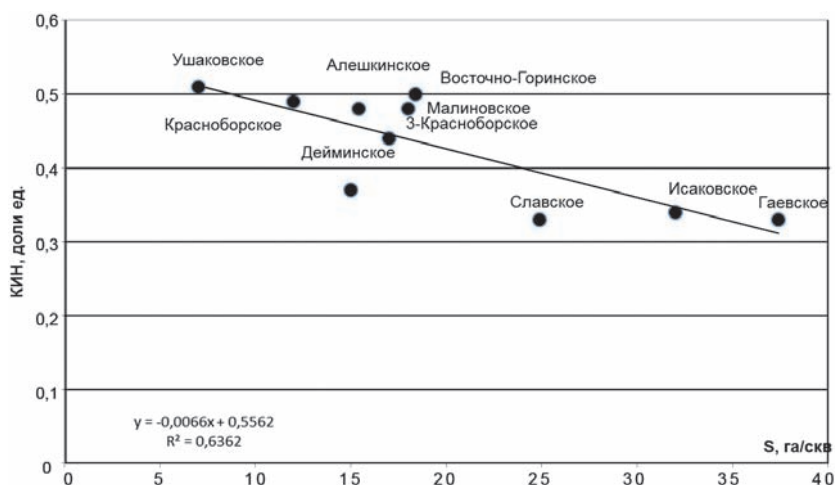


Рис. 7.

лансированию систем разработки.

– Недоучет литологических особенностей и фациальных условий формирования пластов-коллекторов и их глинистой составляющей.

– Отсутствие карт разработки на основе литологического состава коллекторов многопластовых месторождений с распределением реальных отборов нефти и жидкости по пластам и между эксплуатационными объектами.

– Недостаточный охват и периодичность геолого-гидродинамических и промыслово-геофизических работ по контролю за текущей выработкой пластов и энергетическим состоянием пластовых резервуаров.

– Недооценка возможностей нестационарного заводнения с изменением фильтрационных потоков в пластах и особенно вопроса оптимизации гидродинамических параметров режима выработки.

– Отсутствие достаточных резервов подготовки опытных специалистов (особенно промысловых геологов и разработчиков) при чрезвычайно быстрых темпах освоения Западно-Сибирской провинции.

Благополучие и «здоровье» любой нефтяной компании определяется или должно определяться отношением не столько к новым, «молодым» запасам, а в первую очередь к «старым», зрелым месторождениям, вступившим в позднюю стадию разработки. Именно они будут

определять будущую величину выработки запасов, объем операционных затрат, рациональное использование созданной инфраструктуры, обеспечение рабочими местами и снижение экологической нагрузки на природную среду.

Более продуктивные месторождения или объекты, вступившие в позднюю стадию разработки, обладают возможностью достижения большей нефтеотдачи. По ним существует потенциал увеличения КИН существенно превышающий этот показатель вновь вводимых трудноизвлекаемых запасов.

Погоня за «свежими», но трудноизвлекаемыми запасами с меньшими ожидаемыми КИН и недостаточное внимание к проблемам повышения эффективности разработки «зрелых» месторождений не позволяют надеяться на увеличение коэффициента нефтеотдачи по РФ в ближайшей перспективе.

## Литература

Иванова М.М. Динамика добычи нефти из залежей: М.: Недра. 1976. 246 с.

Муслимов Р.Х. Освоение супергигантского Ромашкинского месторождения-выдающийся вклад ученых и специалистов России в мировую нефтяную науку и практику разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 4(27). 2008. С.2-5.

Непримеров Н.Н. Десятитомное собрание научных и литературных трудов. Казань: Центр инновационных технологий. 2004. Том 4,5.

Панарин А.Т., Валитов Ш.М. Энергетическая составляющая – критерий эффективности разработки нефтяных месторождений. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №12. С.36-38.

## А.Т. Panarin. New approaches to the development technology in the late stage.

Joining the majority of oil fields of Russia to the late stage of development can predict the expected oil recovery factor and to assess the effectiveness of their operation. The results obtained for the primary period, determine the volume of technical and economic indicators of activities to achieve the planned recovery factor in the late stage of development. On the example of Tatneft, JSC committed in 1986 transition from the current conventional technologies to the technologies of optimal development of the oil reservoirs demonstrate positive results. Optimal development technology created by scientists of the Kazan University led by Professor Neprimerov N.N., is based on a physical model of a discrete medium and apparatus in the form of the molecular dynamics method.

*Keywords:* technology of optimal development of oil reservoir, reservoir recovery, late stage of development, energy intensity of oil production process, grid density of the well.

*Александр Тимофеевич Панарин*

Канд.геол.-мин.наук, заслуженный геолог РТ, начальник отдела разработки месторождений ООО «Газпром нефть шельф». Сфера интересов: нефтегазовая геология, разработка месторождений, энерго и ресурсосберегающие технологии в нефтедобыче.

197198, РФ, Санкт-Петербург, Зоологический переулок, д.2-4, лит. Б. Тел.: +7915-136-2783.

Р.С. Хисамов<sup>1</sup>, В.Г. Базаревская<sup>2</sup>, Т.И. Тарасова<sup>2</sup>, Н.А. Бадуртдинова<sup>2</sup>,  
А.Н. Мартынов<sup>2</sup>, Е.Н. Дулаева<sup>2</sup>

<sup>1</sup>ОАО «Татнефть», Альметьевск

<sup>2</sup>ТатНИПИнефть, Бугульма  
bazarevskaya@tatnipi.ru

## ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ С ЦЕЛЬЮ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ЗАЛОЖЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

В условиях современной изученности недр, когда внимание в индустрии всё больше смещается от истощенных разработкой поровых резервуаров в сторону нетрадиционных резервуаров, фильтрационно-ёмкостные свойства которых определяются трещиноватостью, все больший интерес и интенсивное развитие приобретают методы, позволяющие прогнозировать зоны с повышенными фильтрационными характеристиками. Поэтому весьма актуальным представляется выявление закономерностей формирования высокопроницаемых зон, оценки роли тектонических факторов в образовании и размещении зон разуплотнений и трещиноватости в карбонатных отложениях, а также нефтескоплений в них. Результаты исследований в данной работе связаны с определением направления главных зон разуплотнения (систем трещин – открытых трещин и их связь с дебитами скважин и обводненностью) с целью выбора оптимального направления горизонтальных стволов скважин.

*Ключевые слова:* трещиноватость, профилометрия, дебиты скважин, полный уход бурового раствора, модель зон разуплотнения.

Более 60% добываемой в настоящее время нефти в мире приурочено к карбонатным коллекторам. В связи с этим проблема изучения карбонатных трещинных коллекторов в последние годы приобрела весьма актуальное значение. Во всем мире геологическое моделирование зон разуплотнения выполняется в программных пакетах известных фирм: FracaFlow компании Veicir Franlab, Irap RMS компании Roxar, Petrel компании Schlumberger и др. Для использования любого программного комплекса по выделению зон разуплотнения необходим статический набор данных: керн ориентированный (исследования в шлифах и на полноразмерном керне); скважинные имиджеры, данные сейсморазведочных работ 2D, 3D, СЛБО, АКГИ, НВСП; динамические данные (о потерях бурового раствора, испытаниях скважин, ГДИ), промысловые данные (профиль притока скважины и гидродинамический каротаж) и т.д. Возможности стандартного комплекса ГИС для определения проницаемости трещинного коллектора ограничены: параметры трещинного коллектора, влияющие на проницаемость, не определяются традиционными методами ГИС; большинство параметров крупных трещин не определяется по керну; ёмкость трещин (до 1-1,5%) лежит в пределах погрешности скважинных методов измерений; определение полной проницаемости сложнопостроенного коллектора по данным ГИС на современном этапе невозможно. Поэтому необходимо для изучения трещиноватости целевых интервалов в скважинах использовать наряду с отбором ориентированного керна и нижеперечисленный комплекс ГИС: акустический имиджер SAC-90, электрический микросканер MCI; волновой акустический каротаж ВАК-8; волновой акустический каротаж ВАК-8Т с модулем инклинометрии; многополюсный каротаж визуализации MPAL 6620(КНР); азимутальный электрический сканер АЭСБ-73; поляризационные методы сейсмокаротажа.

Рассмотрим на примере возможность прогнозирования зон разуплотнения в карбонатных башкирско-серпуховских отложениях Ромашкинского месторождения. На территории Куакбашской площади расположены залежи нефти, приуроченные к карбонатной толще верейских, башкирских и серпуховских отложений (залежи 301-303) ниже- и среднекаменноугольного возрастов. Отложения башкирского яруса, общей толщиной пласта до 44 м, с несогласием залегают на породах серпуховского яруса (до 57 м) и гидродинамически связаны, в связи с этим, имеют единый водо-нефтяной контакт на абсолютной отметке минус 543 м. Залежи в пределах Куакбашского вала Южно-Татарского свода приурочены к резервуару, фильтрационно-ёмкостные свойства которого определяются трещиноватостью. Практика показывает, что эффективность геологоразведочных работ и разработки залежей нефти, связанных с коллекторами трещинного и смешанного типа, гораздо ниже, чем в традиционных коллекторах порового типа. Такие залежи относят к сложнопостроенным, а их запасы к трудноизвлекаемым. Поиски, разведка и разработка таких залежей значительно затруднены из-за резкой изменчивости фильтрационно-ёмкостных свойств пород-коллекторов. Поэтому весьма актуальным представляется выявление закономерностей формирования высокопроницаемых зон, оценки роли тектонических факторов в образовании и размещении зон разуплотнений и трещиноватости в карбонатных отложениях, а также нефтескоплений в них.

Накопление осадков в серпуховское время, в связи с усилением тектонических движений положительного знака, происходило как в относительно углубленных участках донного рельефа шельфового мелководья, так и на мелководье. В первом случае происходило формирование известковистых илов, во втором – осолонение вод бассейна, что привело к доломитизации известковых органогенных

илов. В конце протвинского времени произошел резкий подъем территории, что обусловило интенсивный размыв и выщелачивание ранее накопленных осадков. Сформированные карбонатные породы, характеризующиеся высокой первичной ёмкостью (комковатые, органогенно-детритовые известняки), в фазу эпигенеза подвергались интенсивным процессам выщелачивания. Последующие процессы сульфатизации и кальцитизации ухудшили сформировавшуюся высокую вторичную пористость пород. Пористость отложений серпуховского яруса варьирует от 0,7 до 21,5%, трещинная проницаемость от 0,1 до  $92,3 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Доля нефтенасыщенных пород в эффективных прослоях составляет 23%. Доля пятнисто нефтенасыщенных пород там же достигает 65%, а без признаков нефти – 12%.

Начало башкирского века характеризуется неравномерным погружением территории, неустойчивым тектоническим режимом, частой сменой знаков колебательных

движений, что обусловило наличие размывов карбонатных пород. Неустойчивость палеогеографической обстановки обусловила развитие различных пород от глин до доломитов и органогенно-обломочных известняков с низкой первичной и довольно высокой вторичной пористостью с их отложением не только на сводах и крыльях поднятий, но и в межструктурных понижениях. Пористость пород башкирского яруса варьирует в пределах 1,1-29,3%, проницаемость – от 1,7 до  $348,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. В 2007 году по скважинам 302-303 залежей проведена переинтерпретация ГИС, которая показала, что при наличии сульфатных включений (ангидрита и гипса) пористость, рассчитанная по ГИС, завышается. Доля нефтенасыщенных разностей пород в эффективных прослоях составляет 87%.

В разные годы вопросами наличия трещин в породах и возможностями увеличения дебитов УВ за счет вовлечения в разработку трещиноватых коллекторов верейских, башкирско-серпуховских отложений занимались специа-

№ п/п	Автор	Источник	Направление трещиноватости	Примечание
1	Лобанов П.Б., Бадамшин Э.З.	Особенности геологии и нефтегазоносности башкирской залежи Куакбашского месторождения нефти в связи с вводом в разработку. Сб. КГУ, 1987 г.	верейский гор-т - наклонные макротрещины; башкирский ярус - вертикальные (северо-запад); протвинский гор-т - вертикальные, наклонные и хаотические макротрещины.	
2	Амиров А.Н., Ишуев Т.Н.	Исследования методом ВСП глубоких скважин и развитие методики и техники изучения околоскважинного пространства. Отчет опытно-производственной партии № 23/89, 1991 г.	башкирский ярус + протвинский гор-т - северо-восток и юго-восток	
3	Шалин П.А., Базаревская В.Г.	Комплексные исследования по уточнению геологического строения и изучению характера распространения трещиноватости пород осадочного чехла 301-303 залежей. Отчет, Бугульма, 2002 г.	верейско-серпуховские отл-я - север-северо-восточное	
4	Губайдуллин А.А.	Комплексный анализ результатов выполненных исследований по оценке трещиноватости коллекторов залежей 301-303, разработка геолого-гидродинамических моделей и технологии их эффективной разработки. Отчет, Бугульма, 2003 г.	верейский гор-т - преобладают наклонные, кроме того вертикальные, горизонтальные, хаотические; башкирский ярус - преобладают вертикальные, кроме того, наклонные хаотические, горизонтальные; протвинский гор-т - преобладают вертикальные, наклонные и хаотические	
5	Доронкин А.К.	Подготовка данных, необходимых для бурения горизонтальных скважин на Куакбашской площади (залежи 301-303). Отчет сейсмокаротажной партии № 24/2002. Бугульма, 2003 г.	верейско-серпуховские отл-я - юго-восточное, субширотное, субмеридиональное	
6	Курочкин Б.М., Хисамов Р.С.	К вопросу использования закономерностей развития трещиноватости при бурении горизонтальных скважин. Нефтепромысловое дело, 2/2003.	башкирский ярус - с юго-запада на северо-восток	
7	Нуртдинова Г.Н.	Обобщение физико-литологических и геологических данных пилотной скважины 38275г, с целью разработки прогнозной модели строения участков на залежах 301-303. Отчет, Бугульма, 2004 г.	башкирский ярус и протвинский гор-т - субвертикальное (18-19°) и субгоризонтальное (44-78°)	
8	Лиходедов В.П., Садреева Н.Г. и др.	Технологическая схема разработки верейских, башкирских, серпуховских отложений карбона Ромашкинского нефтяного месторождения. Бугульма, 2005 г.	башкирский ярус + протвинский гор-т - юго-восточное - северо-западное	
9	Антонов Г.П.	Индикаторные исследования	протвинский гор-т - юго-восток - юго-запад	
10	Хисамов Р.С., Нурмухаметов Р.С., Хамидуллин М.М., Нечваль С.В., Галимов И.Ф.	Характер преждевременного обводнения карбонатных коллекторов залежи 302 Ромашкинского месторождения. Нефтепромысловое дело, 2/2006.	башкирский ярус - вертикальная и наклонная трещиноватость	
11	Гуськов Д.В.	Прогноз зон развития трещиноватости карбонатных коллекторов с целью повышения эффективности разработки залежей 302-303 Ромашкинского месторождения. Автор. Диссертации, 2013 г.	башкирско-серпуховский ярусы - на локальных поднятиях субвертикальные трещины образованы в кровле карбонатного массива, а на отрицательных структурных осложнениях - в подошве массива	

Рис. 1. Выделение направлений трещиноватости по результатам различных исследований.

листы разных направлений, которые исследовали как прямые признаки наличия трещин, так и косвенные методы (гидропрослушивание, сейсмолокация бокового обзора, аэрокосмодешифрирование АКГИ, НВСП, закачка меченых жидкостей и определение фронта движения). Определению наличия трещин прямыми методами в последние годы уделяется также большое внимание (отбор керна изолированного, ориентированного, большого диаметра). По результатам различных исследований выделялись виды разнонаправленной трещиноватости: микро-, мезо-, макротрещиноватость, зоны разуплотнения (Рис. 1).

Территория горного массива пород Куакбашского вала претерпела значительные тектонические воздействия, что обусловило широкое развитие в породах этих залежей зон разуплотнения, макротрещин, мезотрещин и сопровождающих их микротрещин. Среди макротрещин по данным отбора керна были встречены вертикальные, горизонтальные, наклонные и хаотические трещины. Исходя из геологической и тектонической истории развития Куакбашского вала предполагалось, что доминирующее направление трещин в башкирско-серпуховских отложениях – северо-восточное; также существуют локальные участки с прогибами северо-западного простирания. В пределах 301-303 залежей пробурено более 1500 скважин со вскрытием ниже залегающих отложений. На верейские отложения работают 32 скважины, на башкирские – 271 скважина, на серпуховские – 588 скважин. Всего 891 скважина, из них горизонтальных скважин 127.

Результаты исследований в данной работе связаны с определением направления главных зон разуплотнения (систем трещин – открытых трещин и их связь с дебитами скважин и обводненностью) с целью выбора оптимального направления горизонтальных стволов скважин.

Для выделения коллекторов, проницаемых пропластков, определения петрофизических свойств и насыщения коллектора при бурении проводится геофизический комплекс (ГИС): для вертикального ствола – стандартный (КС, ПС, ДС, БК, ИК) и радиоактивный (ГК и НГК), для горизонтальной части – автономный малогабаритный (АМК-

Горизонт). Из 127 горизонтальных стволов (ГС) длиной от 51 до 546 м, вскрывших отложения башкирского яруса и протвинского горизонта серпуховского яруса, по 42 скважинам по ГИС выделено количество интервалов с пористостью > 7,5% по отложениям верейского горизонта, башкирского яруса и протвинского горизонта серпуховского яруса.

Первый эталонный участок с лучевым расположением горизонтальных стволов включает семь скважин, по которым построена роза-диаграмма (Рис. 2). Кривая количества пористых интервалов показывает следующее: наибольшее распространение интервалов с пористостью выше 7,5% происходит в направлении северо-запад – юго-восток. Максимальная величина суммарных толщин преобладает в юго-восточном направлении. Наибольший дебит жидкости отмечается также в юго-восточном направлении. Таким образом, совокупность дебитов, количества пористых интервалов и суммарных толщин и их преобладание в юго-восточной части данного участка указывают на наличие зон разуплотнения пород в указанном выше направлении. Данное направление совпадает с направлением трещиноватости, выделенным по индикаторным исследованиям.

На втором эталонном участке из 11 горизонтальных скважин наибольшее количество пористых интервалов выделено в юго-западном направлении. Кривая распределения суммарных толщин по ГИС ( $K_p > 7,5\%$ ) указывает на преобладание данной величины также в юго-западном направлении. Максимальный дебит жидкости отмечается в скважине, пространственно расположенной на юго-западе исследуемого участка. Следовательно, преобладание максимальной величины дебита жидкости, количества пористых интервалов по ГИС и их суммарных толщин в юго-западном направлении указывает на наличие здесь зоны разуплотнения пород.

Для определения работающих интервалов, контроля текущего насыщения продуктивных пластов и выработки запасов, в т.ч. для горизонтальных скважин, выполняются исследования профилей притока/приемистости скважин,

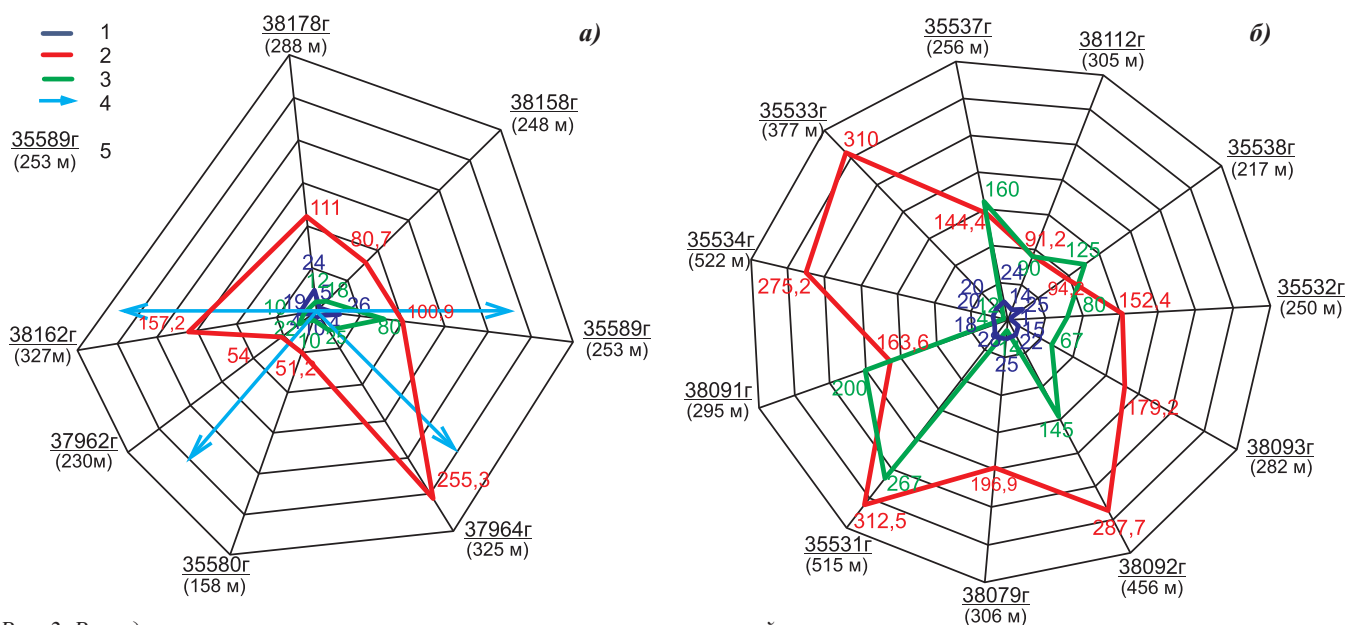


Рис. 2. Роза-диаграмма по количеству пористых интервалов, их суммарной толщине и дебиту жидкости: а) на I участке; б) на II участке. 1 – количество интервалов, 2 – суммарная толщина, 3 – дебит жидкости, м³/сут, 4 – направления движения индикаторной жидкости с максимальной скоростью, 5 – номер скважины/длина горизонт. ствола.

такие как РГД, СТД, ДГД, термометрия, влагометрия, профилометрия, измерение давления и т.д. Проанализированный фонд составил 127 скважин, в 53 скважинах (42%) исследования профиля притока/приемистости отсутствуют. Результаты исследований, проведенных в 55 скважинах (43%), по тем или иным причинам не несут исчерпывающей информации. Основными причинами являются:

- непрохождение геофизических приборов в стволе скважины до необходимой глубины в 45 (35%) скважинах;
- геофизический прибор «забит» грязью в 7 (6%) скважинах;
- нарушения эксплуатационной колонны, заколонные перетоки, не информативность представленных результатов и т.д. в 3 (2%) скважинах.

Десять скважин (8%) охвачены исследованиями лишь частично и не дают полного охвата исследованием работы пласта. Лишь в 19 горизонтальных скважинах (15%) из 127 получены каротажи, по которым можно определить рабочие интервалы эксплуатируемого пласта.

Горизонтальные стволы 19 скважин ориентированы по направлениям: по 5 скважин в СВ-ЮЗ, СЗ-ЮВ и С-Ю (субмеридианальном) направлениях, 4 скважины в З-В (субширотном). Независимо от направления горизонтального ствола фильтрующий интервал по результатам профилометрии может составлять от 0,3% до 99% от всей длины открытого горизонтального окончания. В случае, когда работает более 40% открытого ствола (5 скважин из 19 изучаемых), можно судить об относительной однородности вскрытого пласта. Если доля работающей части пласта не превышает 40% (14 скважин из 19 изучаемых), то, вероятно, имеет место значительная латеральная неоднородность коллектора. В этом случае, небольшой пропласток, на который приходится основная доля добычи, является гораздо более проницаемым по сравнению с остальной частью вскрытого продуктивного разреза, что и позволяет ему работать на незначительной депрессии, недостаточной для получения притока из со-

седних пропластков (Рис. 3).

В скважинах с долей работающей части менее 40% наиболее проницаемые интервалы расположены: в части горизонтального ствола, расположенной ближе к точке входа в пласт, называемой «пяткой» горизонтальной скважины; в средней части горизонтального окончания; распределены небольшими интервалами по всей длине горизонтального ствола.

Во всех скважинах, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, количество и толщина работающих интервалов незначительна (0,3-33%), во всех остальных направлениях встречаются скважины как с небольшими работающими толщинами, так и с полностью охваченным дренажем открытым стволом (скв. № 38242Г).

Анализ основных параметров динамики разработки изучаемых скважин показал:

- начальные дебиты жидкости и нефти мало отличаются во всех перечисленных направлениях;
- средняя начальная обводненность скважин, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, гораздо выше (22%), чем в остальных направлениях (от 5,6% до 13,5%);
- самый короткий безводный период (в среднем 3 месяца) в скважинах, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, самый долгий (в среднем 17 месяцев) – в СЗ-ЮВ направлении;
- в скважинах, пробуренных в СВ-ЮЗ направлении, самый высокий показатель средней текущей обводненности (94%) и наименьший средний суточный дебит нефти (0,48 т/с);
- наибольшая доля работающей части вскрытого разреза (в среднем 42,8%) в скважинах, пробуренных в субмеридианальном направлении, здесь же наименьшая текущая обводненность продукции (в среднем 78,5%).

Необходимо также отметить, что скважины с долей работающей части менее 40% начинают работать с большей обводненностью (14%), чем скважины, эксплуатирующие более 40% вскрытого разреза, где начальная обводненность составляет в среднем 6%. Так же и безводный период в скважинах, предположительно вскрывших зоны разуплотнения (менее 40% работающей части), составляет всего 6 месяцев, тогда как в скважинах с более однородным разрезом (более 40% работающей части) этот показатель в 3 раза выше и составляет в среднем 18 месяцев. Текущая обводненность в скважинах с зонами разуплотнения также выше, чем в стволах, пробуренных в однородном коллекторе, и составляет, соответственно, 89% и 77%. Суточная добыча нефти в скважинах, эксплуатирующих менее

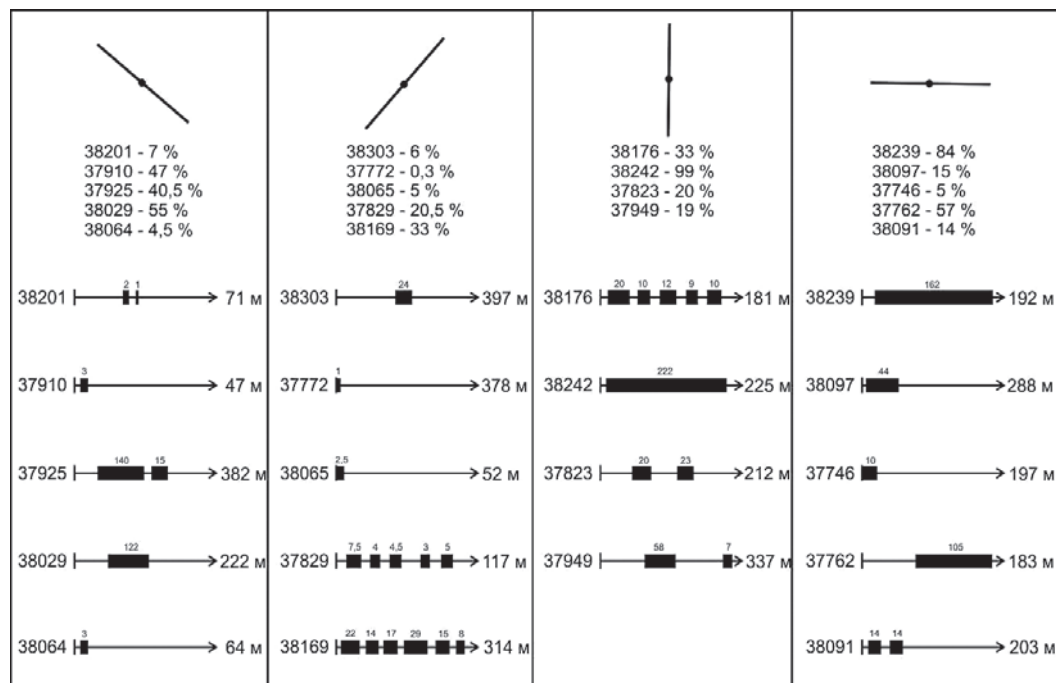


Рис. 3. Распределение наиболее проницаемых («работающих») пропластков по длине горизонтальных участков скважин.

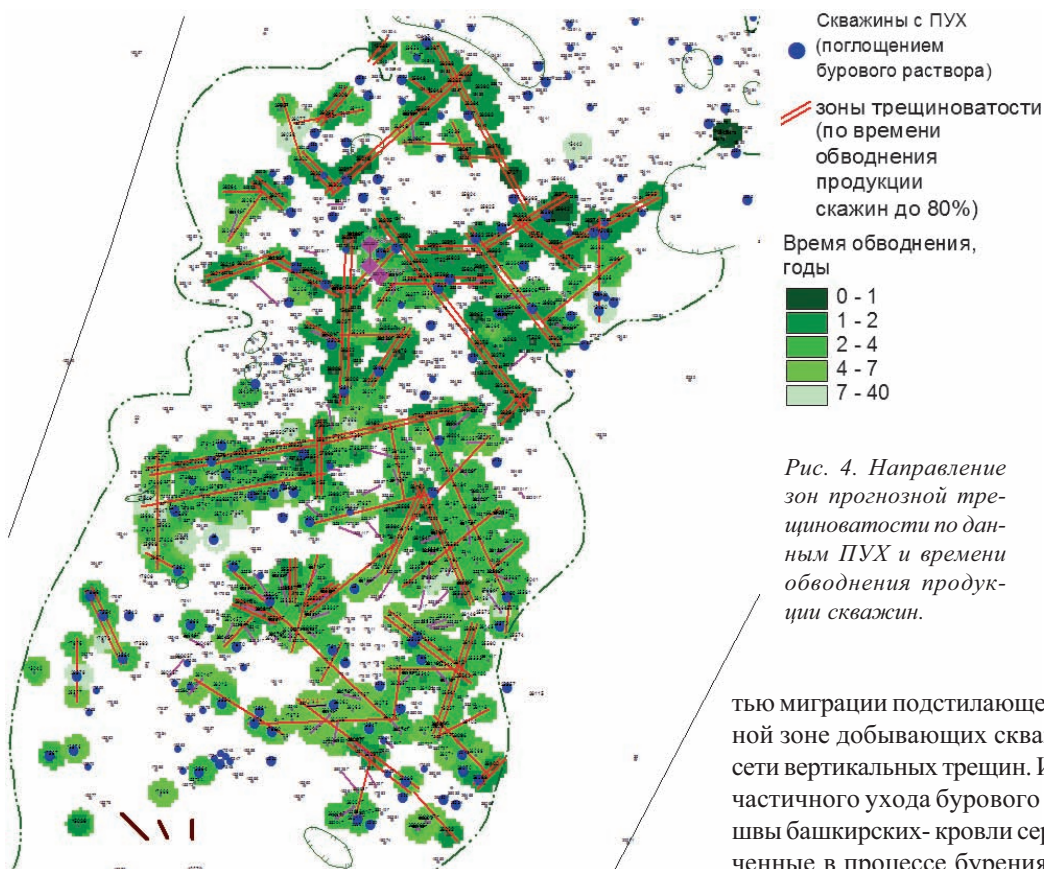


Рис. 4. Направление зон прогнозной трещиноватости по данным ПУХ и времени обводнения продукции скважин.

всего ствола. В «пятке» и по всему стволу дебиты приблизительно равны и составляют, соответственно, 11,25 и 11,67 м³/сут;

– текущая обводненность скважин с работающей «пяткой» варьирует от 90-99%, дебит нефти не превышает 1 т/сут. При работающих интервалах в средней части и по всему открытому стволу средняя текущая обводненность составляет, соответственно, 81 и 88%, дебиты нефти достигают 3,3 и 2,5 т/сут, соответственно.

Интенсивное обводнение добываемой в горизонтальных скважинах продукции связано с высокой скоростью миграции подстилающей пластовой воды к призабойной зоне добывающих скважин по проводящим каналам сети вертикальных трещин.

Интервалы полного (ПУХ) или частичного ухода бурового раствора при вскрытии подошвы башкирских- кровли серпуховских отложений, встреченные в процессе бурения 332 скважин и обладающие катастрофически высокой приемистостью, сигнализируют о зонах повышенной трещиноватости коллектора. В дальнейшем, в процессе эксплуатации можно прогнозировать недолговременный период безводного режима работы скважин на таких участках. Подобный режим работы на территории верейско-серпуховской залежи встречен в 28 горизонтальных скважинах. Из них 18 скважин, несмотря на высокие технологические показатели, при вводе в эксплуатацию довольно быстро обводнялись в первый же год, переходя от практически безводного режима эксплуатации (до 15%) к добыче продукции с содержанием воды 50-70%.

40% вскрытого разреза, составляет 0,94 т/сут, в остальных скважинах (более 40%) – в среднем 2,46 т/сут.

Что касается расположения работающей части относительно всего открытого ствола, прослеживаются следующие закономерности:

– текущая продуктивность пластов не зависит от расположения работающей части разреза и составляет от 0,4 до 10,92 м³/сут;

– наименьший приток жидкости из пласта (в среднем 7,68 м³/сут) в скважинах, где работает только средняя часть

Серпуховский ярус																Башкирский ярус																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																										
↙				↖				↕				↗				↘				↙				↖				↕				↗				↘																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.	№ скв.	Ож	Он	обв.																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																			
38201Г	5	0,1	99	35606Г	13	0,3	97	38288Г	4,1	0	99	38303Г	11	0,1	99	38368Г	11	0,1	99	38303Г	11	0,1	99	38289Г	25	0,2	99	38309Г	13	9,5	22	38205Г	31	0,3	99	38280Г	8	7,2	1,1	35594Г	7,4	1,3	83	38251Г	2,7	0,7	72	38288Г	4,1	0	99	38251Г	2,7	0,7	72	38065Г	6,5	0,1	99	38307Г	9	8,2	1,1	38178Г	13	0,1	99	38224Г	145	0,1	100	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	38205Г	31	0,3	99	35606Г	13	0,3	97	35580Г	8,5	0,1	99	35589Г	8,6	0,2	98	37964Г	25	0,2	99	38158Г	18	0,2	99	38065Г	6,5	0,1	99	38307Г	9	8,2	1,1	38203Г	7,5	0,3	96	38280Г	8	7,2	1,1	38141Г	2	1,1	42	35811Г	19	0,5	97	38116Г	0,7	0,5	21	35553Г	2	0,8	61	38203Г	7,5	0,3	96	38309Г	13	9,5	22	38201Г	5	0,1	99	38224Г	145	0,1	100	38112Г	11	4,2	61	35900Г	55	1,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38253Г	6,3	0,2	97	38221Г	6,7	0,7	89	35811Г	19	0,5	97	35834Г	9	0,1	99	35552Г	6,4	0,2	96	35580Г	8,5	0,1	99	38225Г	87	1,6	98	38178Г	13	0,1

Впоследствии, спустя 3-4 года эксплуатации, такие скважины имеют обводненность добываемой продукции 92-96% и работают на грани рентабельности. При этом средний срок безводного режима 37 месяцев.

При изучении описаний хода бурения 1550 скважин на изучаемой территории выявлено 332 скважины, при бурении которых в интервале башкирско-серпуховских отложений происходил полный уход буровой жидкости. Оси, проведенные по линиям расположения скважин с ПУХ, не имеют строгого направления и ориентированы во все стороны света. Проведено сопоставление осей зон разуплотнения, полученных по коэффициентам продуктивности ( $K_{прод}$ ) и ПУХ. Анализ показал, что совпадение направлений осей разуплотнения по данным двух карт составила 75%, что может служить доказательством того, что и увеличенные значения  $K_{прод}$  и зоны ПУХ приурочены к зонам разуплотнения или зонам макротрещиноватости.

Проведенное сопоставление местоположения скважин с начальной обводненностью более 20%, зон прогнозной трещиноватости по периоду обводнения скважин с зонами ПУХ показал, что полное совпадение наблюдается в тех зонах, где есть работающие скважины. На территории, где башкирско-серпуховская залежь разбурена только проходящими скважинами, и нет пробуренных скважин на залежь, совпадение не наблюдается (Рис. 4).

На участках проведения исследований методом СЛБО, по которым выделены зоны разуплотнения пород по отложениям башкирского яруса, расположено 27 горизонтальных скважин. Из 27 скважин, участвующих в анализе, 18 скважин находятся в зонах разуплотнения пород, 9 – в более плотных зонах. Среди скважин, расположенных в разуплотненных зонах, направление горизонтального ствола ориентировано как перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) (16 скважин – 89%), так и параллельно ей (2 скважины – 11%). Что же касается скважин, расположенных в более плотных зонах, направление горизонтальных стволов ориентировано следующим образом: перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) – 2 скважины (22%), параллельно – 7 скважин (78%).

По отложениям протвинского горизонта серпуховского яруса на участках проведения исследований методом СЛБО расположено 25 горизонтальных скважин. Из них 17 скважин находятся в зонах разуплотнения пород, 8 – в более плотных зонах. Среди скважин, расположенных в разуплотненных зонах, направление горизонтального ствола ориентировано как перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) (14 скважин – 82%), так и параллельно ей (3 скважины – 18%). Что же касается скважин, расположенных в более плотных зонах, направление горизонтальных стволов ориентировано следующим образом: перпендикулярно зонам разуплотнения (северо-запад) – 1 скважина (12,5%), параллельно – 7 скважин (87,5%).

Анализ дебитов жидкости и нефти по башкирским отложениям показал следующее: максимальное среднее значение дебита жидкости наблюдается

в скважинах, расположенных в более плотной зоне по данным СЛБО с направлением горизонтальных стволов (северо-восточное), перпендикулярным направлению зон разуплотнения (северо-западное). Минимальное среднее значение  $Q_{ж}$  присуще скважинам, расположенным в разуплотненных зонах с направлением горизонтальных стволов (северо-западное), совпадающим с направлением зон разуплотнения. В случае с дебитами нефти ситуация не изменилась.

Что же касается дебитов жидкости и нефти по серпуховским отложениям, анализ показал следующее: максимальное среднее значение дебита жидкости наблюдается в

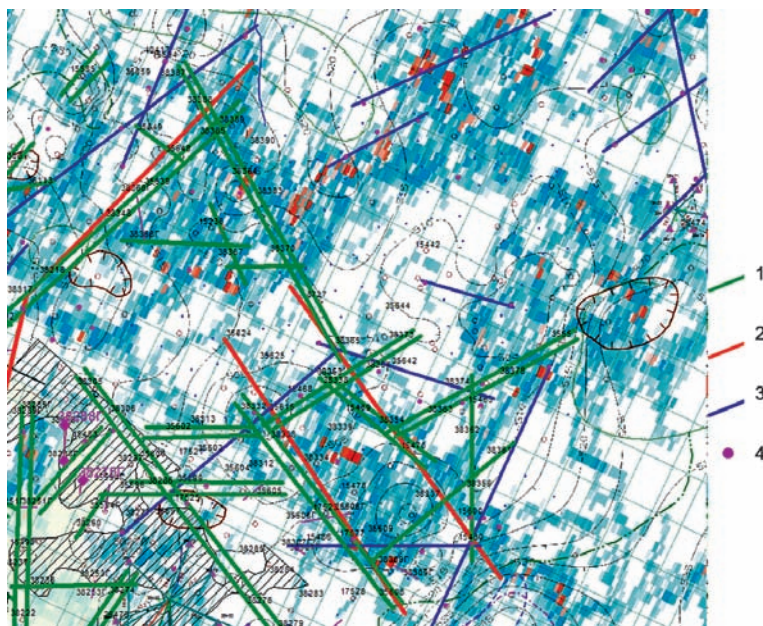


Рис. 6. Сопоставление модели трещиноватости отложений 303 залежи по результатам сейсморазведки МОГТ 3Д с промысловыми данными. 1 – периода обводнения, 2 – удельного коэффициента продуктивности, 3 – зон ПУХ, 4 – скважины с поглощением промывочной жидкости.

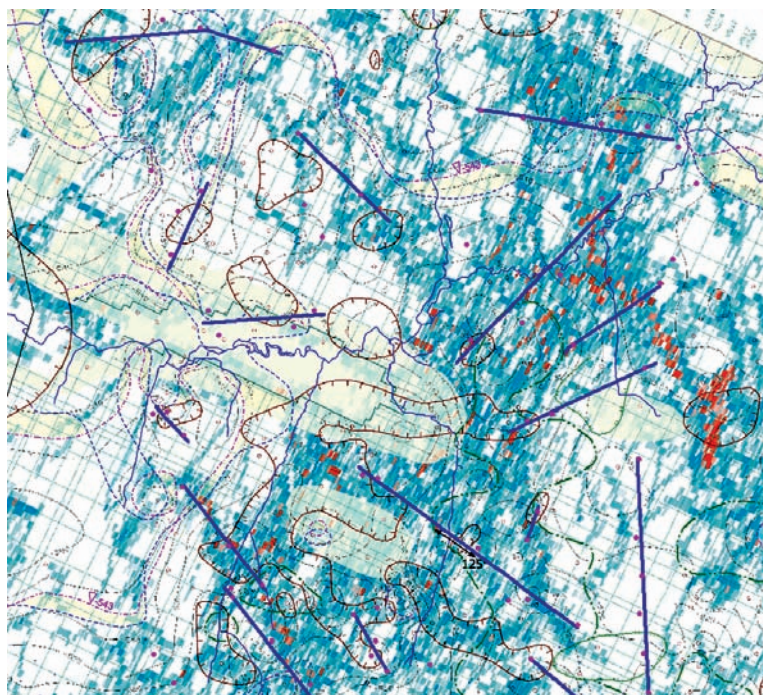


Рис. 7. Сопоставление модели трещиноватости отложений 303 залежи по результатам сейсморазведки МОГТ 3Д с промысловыми данными.



скважинах, расположенных в более плотной зоне по данным СЛБО. Минимальное среднее значение  $Q_{ж}$  присуще скважинам, расположенным в разуплотненных зонах с направлением горизонтальных стволов (северо-западное), совпадающим с направлением зон разуплотнения. В случае с дебитами нефти ситуация также не изменилась.

Проведено сопоставление дебитов жидкости, нефти, обводненности скважин с учетом направления горизонтальных стволов с зонами разуплотнения, выделенными на сейсмокартах 3Д с учетом определенных по результатам бурения зон ПУХ, зон повышенной обводненности и дебитов. По отложениям башкирского яруса максимальные средние значения дебитов жидкости и нефти присуще скважинам с горизонтальным стволом, ориентированным в северо-западном (юго-восточном) направлении, минимальные – в субмеридианальном направлении. По отложениям серпуховского яруса наблюдается аналогичная ситуация (Рис. 5).

Анализ скважин по обводненности продукции и зонам ПУХ на данном участке показывает, что зависимости обводненности продукции и зон ПУХ от приуроченности скважин к различным зонам линеаментов по АКГИ не выявлено. То есть скважины с одинаковой обводненностью могут располагаться в зонах с различной линеаментной трещиноватостью.

Таким образом, по результатам проведенных сейсморазведочных работ 3Д, АКГИ с учетом доминирующего направления разломов и прогибов при формировании Куакбашского вала (северо-восточное, также существуют локальные участки с прогибами северо-западного простирания) и связанных с этим зон разуплотнения в башкирско-серпуховских отложениях правдоподобную модель зон разуплотнения в карбонатных коллекторах без фактических данных по скважинам не удалось создать (Рис. 6).

В последующем по результатам анализа всех проведенных скважинных исследований ООО «ТНГ-Групп» была создана новая модель зон разуплотнения с учетом ранее проведенных сейсморазведочных работ 3Д (Рис. 6, 7). Выявление ориентированности проводящих коридоров трещиноватых зон позволит локализовать наиболее продуктивные участки залежи, организовать рациональную систему ППД и оптимизировать разработку в целом. Использование проведенного анализа для выбора направления горизонтального ствола позволит увеличить дебиты скважин и увеличить безводный период работы скважин.

R.S. Hisamov, V.G. Bazarevskaya, T.I. Tarasova, N.A. Badurtdinova, A.N. Martinov, E.N. Dulaeva. **Determination of fracturing in carbonate deposits in order to select the optimal location of horizontal wells**

In the conditions of modern study of mineral resources when the attention of the industry is shifting from depleted pore reservoirs to the unconventional reservoirs, permeability and porosity of which are determined by the fracturing, increasing interest and rapid development acquire methods that allow predicting areas with high filtration characteristics. Therefore the identification of regularities of high permeable zones, assessing the role of tectonic factors in the formation and location of decompression and fracturing zones in

carbonate sediments, as well as oil accumulations in them is highly relevant. The research results in this paper are related to the definition of the direction of the main areas of decompression (fracturing systems – open fractures and their relationship with flow rates of wells and water content) in order to select the optimal direction of the horizontal wellbores.

*Keywords:* fracturing, profile logging, well flow rates, full maintenance of drilling fluid, decompression zone model.

*Раис Салихович Хисамов*

Член Совета директоров, заместитель генерального директора – главный геолог ОАО «Татнефть», член Комитета по корпоративному управлению при Совете директоров ОАО «Татнефть», д.геол.-мин. наук, академик АГН РФ.

Открытое Акционерное Общество «Татнефть» им. В.Д.Шашина

Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 75. Тел.: (8553) 307-117.

*Венера Гильмеахметовна Базаревская*

Канд. геол.-мин. наук, начальник отдела поисковой и разведочной геологии. Научные интересы: геологические условия формирования ловушек нефти и их генотипы, закономерности размещения месторождений и залежей нефти, методы поиска и разведки месторождений углеводородов, оценка запасов нефти и газа.

*Татьяна Ивановна Тарасова*

Зам. начальника отдела поисковой и разведочной геологии. Научные интересы: методы поиска и разведки месторождений углеводородов, оценка запасов нефти и газа, геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей.

*Надежда Артемовна Бадуртдинова*

Заведующая сектором обоснования направлений геолого-поисковых работ на разведочных площадях. Научные интересы: обоснование направлений геолого-поисковых работ на разведочных площадях, геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей.

*Александр Николаевич Мартынов*

Заведующий сектором автоматизации обработки геологической информации. Научные интересы: обработка геологической информации, поиск и разведка месторождений нефти, геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей.

*Екатерина Николаевна Дулаева*

Инженер 2 категории отдела поисковой и разведочной геологии. Научные интересы: геологические особенности строения и формирования нефтяных залежей, поиск и разведка месторождений нефти.

Татарский научно-исследовательский и проектный институт нефти («ТатНИПИнефть») ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32. Тел.: (85594) 4-52-05, 7-86-27.

## КАРДИНАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ВОПРОСА ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ «СТАРЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЙ – ДОБЫЧА НЕФТИ НЕПОСРЕДСТВЕННО ИЗ НЕФТЕПОДВОДЯЩИХ КАНАЛОВ

В статье приводится краткая аргументация наличия под каждым нефтяным месторождением нефтеподводящего канала (каналов), по которым происходит подток глубинных углеводородных флюидов, обеспечивающих современную подпитку месторождений. На этой основе предлагается принципиально новый способ добычи – отбор нефти непосредственно из этих каналов. Рассматривается технология их вскрытия и один из вариантов системы добывающих и вспомогательных горизонтальных скважин.

*Ключевые слова:* повышение нефтеотдачи, современная подпитка нефтяных месторождений, добыча нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов.

В ряде предшествующих работ на основе результатов глубинной сейсморазведки МОГТ и данных о динамике выработки месторождений нами была сформулирована (Корчагин, 2001; Трофимов, 1999; Трофимов, Корчагин, 2002 и др.) концепция о том, что каждое нефтяное месторождение состоит из трёх основных компонентов:

- собственно ловушки углеводородов;
- некоего глубинного резервуара как поставщика (или генератора) углеводородных флюидов;
- нефтеподводящего канала, соединяющего глубинный резервуар и ловушку.

То есть, каждое нефтяное месторождение рассматривалось как сложная и постоянно действующая гидродинамическая система, обеспечивающая подток глубинных углеводородных флюидов, длительные сроки разработки и возобновляемость ресурсов.

Основная аргументация существования нефтеподводящих каналов и наличия современной подпитки нефтяных месторождений была представлена в ранее опубликованных статьях и вкратце заключается в следующем.

1. По данным глубинной сейсморазведки МОГТ, проведённой по региональным профилям, установлены существенные различия в строении земной коры нефтегазоносных территорий и территорий, где месторождения углеводородов отсутствуют. Главное отличие – под нефтяными

скоплениями на сейсмических временных разрезах регистрируются наклонные отражатели, рассекающие всю земную кору и, в ряде случаев, входящие в верхнюю мантию (Рис. 1). Эти отражатели отображают зоны разломов, являющихся основными путями транспортировки углеводородных флюидов, то есть, по сути, нефтеподводящих каналов. В верхней части фундамента и в осадочном чехле они становятся субвертикальными и выделяются на сейсмических разрезах по традиционным признакам разломов. Заметим, что раздел кора-мантия (граница Мохо) под нефтяными скоплениями также имеет явно нарушенный характер (Рис. 1). Это может свидетельствовать в пользу того, что образование углеводородов происходит ниже этой границы.

Принципиальным также является вопрос об оценке степени активности нефтеподводящих каналов. Если канал активен, то есть вследствие современных геодинамических процессов (например, приливно-отливных сил) сохраняется его связь с глубинным резервуаром, то по нему происходит современный подток глубинных углеводородных флюидов. Если канал не активен, то есть он утратил связь с глубинным резервуаром, то подпитка месторождения по такому каналу не происходит.

Степень современной активности канала может быть оценена гравиразведкой НГП (нестабильности гравитационного поля), либо пассивной сейсмикой (например, в варианте НСЗ – низкочастотного сейсмического зондирования), либо комплексом этих и других методов.

2. Как показывает многолетний опыт эксплуатации месторождений, по мере выработки нефть в них не кончается. На позднем этапе разработки, когда запасы нефти в ловушке на целом ряде месторождений были практически исчерпаны, добыча нефти продолжалась. Как правило, это объяснялось применением более эффективных систем заводнения,

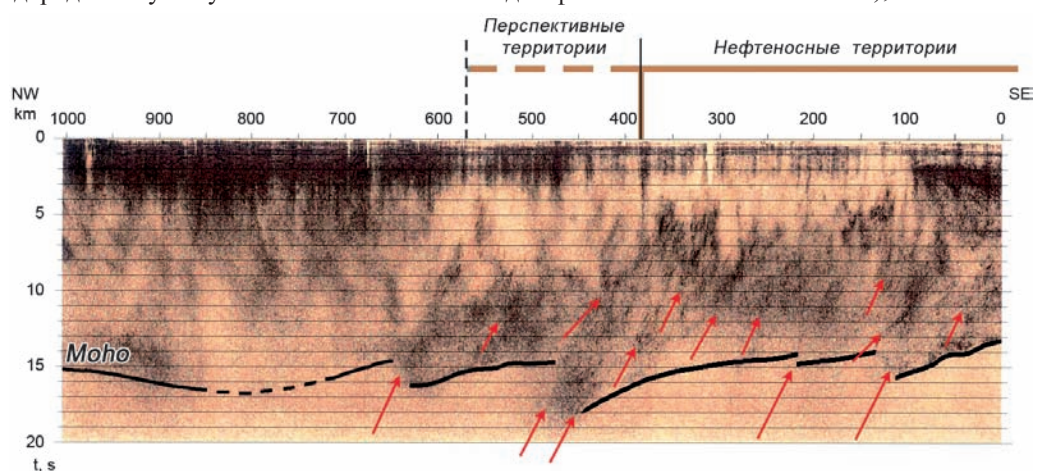


Рис. 1. Характер земной коры на геотраверсе, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию. Стрелками обозначены наиболее интенсивные отражатели.

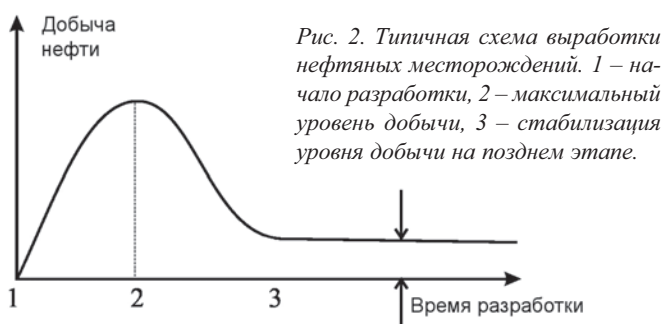


Рис. 2. Типичная схема выработки нефтяных месторождений. 1 – начало разработки, 2 – максимальный уровень добычи, 3 – стабилизация уровня добычи на позднем этапе.

применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), внедрением новых технологий и технологических решений. Несомненно, влияние этих мероприятий существует, и именно они обеспечивают уменьшение темпов падения добычи. Но полностью объяснить фактические данные о динамике добычи, а именно о ее стабилизации с определенного момента, эти мероприятия не могут. Так, на некоторых мелких по запасам месторождениях Северного Кавказа, Азербайджана, Средней Азии и других регионов добыча производится с конца позапрошлого века до настоящего времени. В Татарстане крупные месторождения (в том числе, Ромашкинское) разрабатывались весьма интенсивно на протяжении более полувека, в результате чего из недр извлечено нефти значительно больше, чем числилось на балансе (Муслимов, 1997 и др.). Однако добыча на месторождениях продолжается и сейчас. Таким образом, добыча нефти на заключительном этапе не прекращается, а годовые объемы добываемой нефти остаются неизменными на протяжении многих десятилетий, что отображено на хорошо известной типичной кривой добычи (Рис. 2).

Основываясь на изложенных ранее положениях о том, что каждое нефтяное месторождение связано нефтеподводящим каналом с глубинным резервуаром (источником УВ флюидов), покажем, как может быть интерпретирована типичная кривая добычи (Рис. 3).

До начала разработки между залежью, нефтеподводящим каналом и глубинным резервуаром устанавливается равновесное состояние. С началом разработки (точка 1) ловушка частично освобождается, равновесие нарушается и по каналу, если он сохранил активную связь с глубинным резервуаром, начинают поступать новые порции нефти.

С начала разработки до времени стабилизации (точка 3), включая максимальный уровень (точка 2), добыча нефти осуществляется преимущественно из ловушки. На позднем этапе (после точки 3) добыча производится преимущественно за счет подтока нефти по нефтеподводящему каналу. На этом этапе на месторождении устанавливается равновесие между объемами добываемой нефти и ее подтока. Именно на этом этапе нефтеподводящий канал находится в наиболее активном состоянии, а уровень добычи в этот период (точка 4) можно рассматривать как дебит нефтеподводящего канала данного месторождения. Как было показано ранее В.И. Корчагиным, уровни стабилизации составляют обычно от 3 до 20% от максимального.

Анализ кривых выработки месторождений позволяет сделать еще один важный вывод: добыча нефти из ловушки является необходимым этапом освоения месторождения, а добыча из нефтеподводящего канала наиболее актуальна для месторождений, вступивших в позднюю стадию.

Наличие под нефтяными месторождениями нефтеподводящих каналов позволяет по новому подойти ко многим

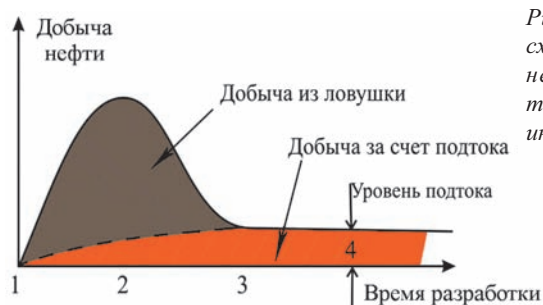


Рис. 3. Типичная схема выработки нефтяных месторождений, с интерпретацией.

аспектам освоения месторождений, повысить эффективность поисковых работ, правильнее оценить ресурсную базу как отдельных месторождений, так и целых регионов.

Весьма заманчивой, по нашему мнению, становится возможность осуществлять добычу непосредственно из нефтеподводящих каналов. В этом случае нефть, поступающая из канала, может извлекаться длительное время (десятки и сотни лет) с устойчивым дебитом. Не требуется применения технологий заводнения, нефть извлекается практически безводная. Как отмечалось ранее (патент РФ №2204700), для повышения дебита подтока глубинных углеводородных флюидов возможно применение методов, традиционно применяемых для повышения нефтеотдачи пластов (вибраакустическое воздействие, солянокислотная обработка и др.). Рассмотрим, как можно (и нужно) использовать эти каналы в практике нефтедобычи, обеспечивая тем самым кардинальное повышение КИН.

Для внедрения принципиально новых способов добычи, реализующих отбор нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов (Патент РФ 2204700; Трофимов, Корчагин, 2002) необходима точная их локализация в пространстве. Анализ геолого-геофизической информации показал, что каналы, являясь частью тектонических нарушений, представляют собой линейные или, по крайней мере, существенно не изометричные (в плане) структуры. Их протяженность по простиранию (по латерали) измеряется километрами и гораздо большими величинами, в то время как их толщина вквост простирания (опять же по латерали) может исчисляться первыми метрами. Понятно, что точная локализация таких объектов сейсморазведкой сопряжена со значительными трудностями: если сам факт наличия канала и его простирание сейсморазведкой определяется без особых проблем, то погрешность определения толщины этого канала и его положения вквост простирания из-за физических ограничений сейсмического метода будут значительными. Вследствие этого целенаправленное вскрытие нефтеподводящих каналов поисковыми (вертикальными) скважинами сопряжено с большими трудностями и вряд ли практически осуществимо.

Представляется очевидным, что, если нефтеподводящие каналы имеют подобные формы и

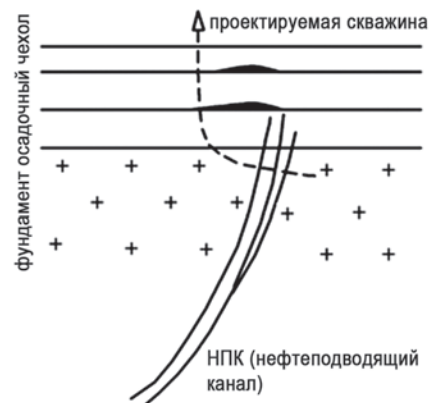


Рис. 4. Принципиальная схема вскрытия нефтеподводящих каналов горизонтальной скважиной.

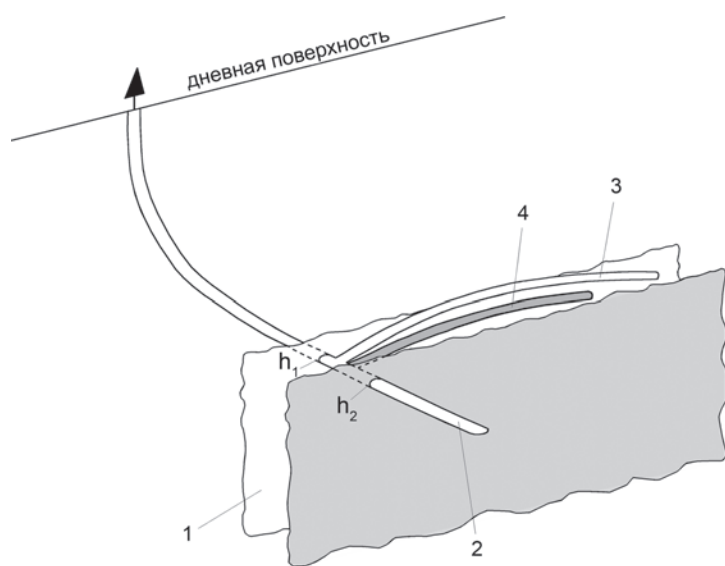


Рис. 5. Принципиальная схема локализации нефтеподводящего канала и размещения эксплуатационных скважин. 1 – нефтеподводящий канал; 2 – горизонтальная скважина, локализирующая; 3 – горизонтальная скважина-покрышка; 4 – горизонтальная скважина, добывающая;  $h_1$  и  $h_2$  – глубины входа локализирующей горизонтальной скважины в нефтеподводящий канал и выхода из него ( $h_1 - h_2$  – толщина нефтеподводящего канала).

пространственное положение, то наиболее эффективным методом их точной локализации и целенаправленного вскрытия является горизонтальное бурение (Рис. 4). Естественно, оно должно быть обосновано и тщательным образом спроектировано (Трофимов, 2012). Основными этапами проектирования локализирующей горизонтальной скважины являются:

- выявление аномальных по промысловым характеристикам скважин (Ибатуллин и др., 2007);
- анализ сейсморазведочных материалов с целью выявления канала и установления его простирания;
- проведение гравиразведки НГП (нестабильности гравитационного поля) и (или) пассивной сейсморазведки НСЗ (низкочастотного сейсмического зондирования) для оценки степени активности канала (патент 2263935), т.е. прогнозирования современного подтока по нему глубинных углеводородных флюидов;
- комплексный анализ всей полученной информации для принятия решения о целесообразности бурения горизонтальной скважины и для обоснования её траектории.

Последующее проведение в скважине геофизических и геолого-технологических исследований позволит оптимальным образом локализовать положение нефтеподводящего канала (каналов), а последующие испытания на приток – оценить степень его гидродинамической активности.

Зная пространственное положение канала можно спроектировать систему добывающих и вспомогательных скважин, и тем самым реализовать принципиально новую технологию отбора из него нефти.

Один из вариантов такой системы иллюстрируется на рис. 5. Основными этапами его создания являются:

- точная локализация нефтеподводящего канала путем бурения горизонтальной скважины (2) вкрест простирания прогнозируемого канала;
- формирование искусственной покрышки путем бурения второй горизонтальной скважины (3) по простиранию нефтеподводящего канала и закачки в него изолиру-

ющего вещества;

– бурение по простиранию нефтеподводящего канала под созданной покрышкой горизонтальной скважины (4), из которой производится отбор нефти.

Понятно, что в различных геолого-технических и геодинамических условиях и при различных параметрах и формах нефтеподводящих каналов системы разработки будут различными.

Предлагаемый способ добычи нефти непосредственно из нефтеподводящих каналов может существенно повысить нефтеотдачу «старых» месторождений и найти свое место в практике нефтедобычи. Первый этап предлагаемой технологии – бурение локализирующей горизонтальной скважины методически был обоснован на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения, где, будем надеяться, нефтяная компания «Татнефть» пробурит в ближайшее время эту горизонтальную скважину.

Вместе с тем, заметим, что предложенная технология малозатратная и в принципе может быть использована и на других, даже небольших, но хорошо изученных месторождениях. Результаты могут превзойти ожидания.

## Литература

Ибатуллин Р.Р., Глумов И.Ф., Амерханов М.И., Афанасьева О.И., Слесарева В.В. Промысловые исследования процесса формирования и перестроения нефтяных месторождений (на примере Ромашкинского месторождения). *Мат-лы между. научно-практ. конф.: «Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов»*. Казань. 2007. 281-283.

Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы. *Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений*. 2001. №8. 24-38.

Муслимов Р.Х. Развитие сырьевой базы нефтяной промышленности Татарстана. *Вопросы геологии, разведки и разработки нефтяных и битумных месторождений*. Казань. Изд-во Казанского ун-та. 1997. 5-26.

Патент РФ 2204700. Способ добычи нефти. В. И. Корчагин, Р.Х. Муслимов, Д.К. Нургадиев, В.А. Трофимов.

Патент РФ 2263935. Способ поисков месторождений и залежей нефти и газа. В.А. Трофимов, А.И. Волгина, А.В. Трофимов.

Трофимов В.А. Глубинные сейсмические исследования – шаг к пониманию процесса формирования крупных месторождений углеводородов. *Мат-лы науч.-практ. конф.* Октябрьский. 1999. 28-30.

Трофимов В.А. Горизонтальное бурение как способ локализации нефтеподводящих каналов. *Георесурсы*. №5 (47). 2012. 16-18.

Трофимов В.А., Корчагин В.И. Нефтеподводящие каналы: пространственное положение, методы обнаружения и способы их активизации. Казань. *Георесурсы*. № 1 (9). 2002. 18-23.

V.A. Trofimov. **Comprehensive solution of the enhanced oil recovery issue of "old" fields - oil production directly from the oil-bearing channels.**

The article provides a brief argument of the presence of oil-bearing channels under each oil field on which inflow of deep hydrocarbon fluids occurs providing current feeding of fields. On this basis essentially new production method is suggested - the selection of oil directly from these channels. The technology of their opening and one of the options of the system of producing and supporting horizontal wells is considered.

**Keywords:** feeding of oil fields, oil production from oil-bearing channels.

*Владимир Алексеевич Трофимов*

Заместитель генерального директора ОАО «ИГиРГИ» по науке, д. геол.-мин.н., профессор, академик РАЕН, Заслуженный геолог РФ и РТ.

117312, Москва, ул. Вавилова, д. 25, к. 1. Тел: (499) 124 36 88.

## РОЛЬ МИНЕРАЛЬНЫХ НАНОФАЗ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ

В работе проанализировано современное состояние и проблемы нефтегазовой отрасли страны, показана роль и эффективность применения нанотехнологий в методах увеличения нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Приведены результаты исследований минеральных нанофаз перспективных коллекторских зон и продуктивных нефтеносных горизонтов Республики Татарстан.

*Ключевые слова:* месторождение, коллектор, пласт, минерал, наноминералы, нефтеотдача, коэффициент извлечения нефти (КИН), нанотехнологии, методы увеличения нефтеотдачи.

Быстрый рост добычи нефти в России во второй половине XX века был обеспечен открытиями уникальных месторождений с приемлемыми геологическими условиями. Современная деятельность нефтяных компаний на территории России осложнена большими технологическими проблемами, поскольку 65% оставшихся к XXI веку российских запасов нефти и газа относятся к категории трудноизвлекаемых запасов нефти (Лаверов, 2006). В настоящее время в балансе запасов нефти России категория трудноизвлекаемых составляют уже более 70%, из них около 40% находятся в низкопроницаемых типах коллекторов, 34% составляют остаточные запасы нефти в заводненных зонах, 14% – высоковязкие нефти. При этом из традиционных запасов добывается почти 60% годовой добычи нефти в России, а из категории трудноизвлекаемых – 40% (Лаверов, 2006; Байбаков, 1997).

По данным Энергетической стратегии России на период до 2030 года (ЭСР-2013), коэффициент извлечения нефти в России в 2009 г. составлял 0,3 (Энергетическая стратегия... 2009), а в других странах, в частности, в Норвегии – 0,45, в Саудовской Аравии и США – 0,5 (Гусейнов, 2012).

Вследствие низкого коэффициента извлечения нефти, потери извлекаемых запасов России за период с 1965 года по 2000 год составили около 15 млрд. т. Данная величина сопоставима с суммарной добычей нефти за всю историю нефтяной отрасли России (17,5 млрд. т) и, находясь на балансе извлекаемыми запасами нефти в количестве 16,5 млрд. т. (Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи, 2006). Но по международным оценкам, доказанные запасы нефти России составляют 8,2 млрд. т. Очевидно, что при уровне добычи нефти как в 2011 году обеспеченность России доказанными запасами нефти составляет только 17-20 лет. Обеспеченность запасами нефти в мире составляет 50 лет, а с учетом 50%-го роста потребностей – 35 лет (Хавкин, 2010). Разведанность территории России составляет около 33%, а неразведанные извлекаемые ресурсы нефти (т.е. нефть в месторождениях, пока еще не имеющих рентабельной технологии разработки) оцениваются в несколько десятков миллиардов тонн (Лаверов, 2006), для их извлечения необходимы новые методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В мире к 2008 году реализовывалось более 350 проектов по МУН, из них более 45% по водогазовым и более 45% по тепловым технологиям. В то же время химические технологии составляли только 6%. В США было реализовано более половины мировых проектов, примерно с такой же пропорцией по технологиям (Дияшев, 2008). В Норвегии на ряде месторождений водо-газовые технологии для маловязких нефтей обеспечивали коэффициент извлечения нефти на уровне 0,6-0,7 (Хавкин, 2010).

Проведенный анализ показывает, что в ближайшие годы нефть в Российской Федерации будет добываться, в основном, из разрабатываемых и подготовленных ранее к освоению месторождений (Козловский, 2009). Поэтому, для масштабного увеличения извлекаемых запасов необходимо совершенствовать технологии для этих категорий запасов нефти, характеризующихся высокой обводненностью продукции, низкой проницаемостью, повышенной вязкостью. Фактически, большинство нефтегазовых технологий увеличения нефтеотдачи влияют на процессы вытеснения нефти на наноуровне и являются нефтегазовыми нанотехнологиями (НГНТ) (Хавкин, 2010).

Нанотехнологии – это технологии управления макропараметрами объекта через воздействие на его наноконпоненты (0,1-100 нм), используя наноразмерные явления (наноявления).

Как показал анализ (Хавкин, 2010), нефтяная наука, являясь частью наук о Земле, и аккумулируя геологию, гидродинамику, технику, химию, математику, имеет свой специфический объект исследований – физико-химические наноявления в геологических телах, пластовых флюидах и на промысловом оборудовании, охватывающий как сами наноявления, так и способы их учета при геолого-гидродинамических и технико-экономических расчетах разработки и эксплуатации нефтегазовых залежей. Коэффициент извлечения нефти (КИН) должен быть национальным приоритетом России (Муслимов, 2009). Для обеспечения высоких КИН, особенно на поздних стадиях разработки месторождений, следует углубленно изучать особенности вытеснения нефти из продуктивных пород на микро- и наноуровне.

Такие страны, как США и Канада вырвались вперед по КИН, добывая высоковязкую нефть за счет внедрения су-

персовременных технических средств и технологий (по сути дела, нефтегазовых нанотехнологий). В Канаде за счет внедрения таких технологий в 2003 году удалось увеличить свои доказанные извлекаемые запасы нефти за один год на 24 млрд. т (Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи, 2006).

Применение нанотехнологий методов увеличения нефти в освоенных районах может быть значительно дешевле (диапазон себестоимости 6-11 долл./баррель), чем применение традиционных технологий в новых районах. Но новые месторождения необходимо еще открыть и обустроить (а это 8-10 лет (Козловский, 2009)), а применить нанотехнологии методов увеличения нефти в освоенных районах можно за 2-3 года, не требуя капитальных вложений уровня геологоразведочных работ и бурения значительного количества новых эксплуатационных скважин.

В Энергетической стратегии России в качестве приоритетных направлений научно-технического прогресса в энергетическом секторе выделены (Энергетическая стратегия..., 2009):

– увеличение коэффициента извлечения нефти на разрабатываемых и вводимых в разработку месторождениях, в том числе нетрадиционных видов углеводородного сырья: тяжелой (высоковязкой) нефти и природных битумов за счет внедрения современных методов увеличения нефтеотдачи;

– создание и широкое применение отечественных программно-аппаратных комплексов, оборудования и приборов для моделирования и управления геолого-техническими мероприятиями в процессе разработки месторождений.

На поздней стадии разработки месторождений возрастает роль нанотехнологий, которые могут быть применены на ряде месторождений нефти, при этом необходимо проводить детальное изучение, как литологических особенностей пород-коллекторов, так и тонкодисперсных минералов, в том числе и наноминеральных комплексов, влияющих на коэффициент извлечения нефти.

Одним из таких регионов, где проводятся детальные исследования, связанные с наноминеральными комплексами, является Республика Татарстан, в пределах которого потенциальные коллекторские зоны и продуктивные горизонты локализованы в широком стратиграфическом диапазоне образований от архейско-протерозойского до

верхних горизонтов палеозоя.

В глубоких горизонтах РТ широким развитием пользуются погребенные коры выветривания, которые локализованы на границе кристаллического фундамента и осадочного чехла. В коровых формациях комплекс наноминералов представлен новообразованными в процессе выветривания глинистыми минералами: каолинит, иллит, хлорит. В нижних горизонтах коры выветривания они характерны для зоны дезинтеграции. В верхних горизонтах образуют агрегаты, сложенные более окристаллизованными кристаллитами каолинита и выделениями иллита. Эти агрегаты в ассоциации с тонкодисперсными минералами формируют специфическую структуру пустотно-порового пространства (Рис. 1а, б) потенциальных коллекторских зон больших глубин, и которые могут быть отнесены к нетрадиционным типам коллекторов, изучению которых в последние годы отводится большая роль (Ситдикова, Сидорова, 2011; Sidorova, Sitdikova, 2013).

В отложениях рифейско-вендского комплекса потенциальные коллекторские горизонты связаны с толщами песчано-гравелитовых пород, прошедших стадию позднего диагенеза-катагенеза. Эти процессы привели к существенному преобразованию пород-коллекторов с появлением «пятнистого диагенеза», то есть комплекса диагенетических преобразований различной интенсивности в пределах одного определенного горизонта. Было установлено, что вследствие диагенетических и катагенетических преобразований тонкодисперсных фаз возникают специфические наноминеральные комплексы, представленные каолинитом, диккитом и иллитовыми комплексами со смешанослойными фазами типа иллит-сметтит (Рис. 2а,б).

В зонах интенсивных катагенетических преобразований происходят не только изменения наноминеральных фаз, но и развиваются интенсивные процессы регенерации обломочных зерен (Рис. 2б). При этом идут процессы, ведущие к существенному изменению пустотного пространства коллектора вплоть до его полного запечатывания за счет перераспределения минерального вещества, что приводит к возникновению сложных типов коллекторов – диагенетический тип коллектора (Перродон, 1991).

В более молодом комплексе продуктивных горизонтов РТ (девонский комплекс) развиты иные типы наноминеральных фаз. В коллекторах девонского комплекса наноминеральные фазы в большей степени представлены иллитом, каолинитом, а в отдельных участках пород смешанослойными фазами иллит-сметтит с аллотигенным каолинитом, развитие хлорита редуцировано. В структурном отношении наноминеральные фазы локализуются в

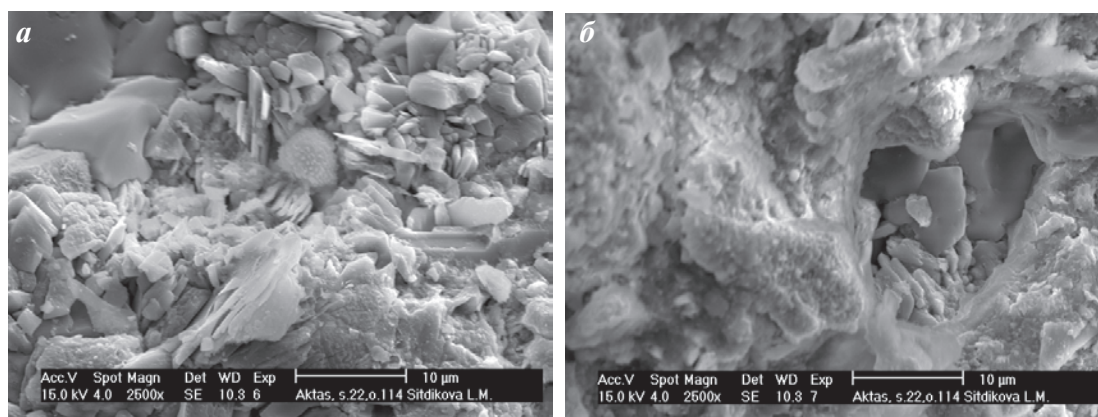


Рис. 1. Акташская площадь, скв. 22, обр. 114, гл. 1732,4-1738,34 м. а) Агрегаты пакетов каолинита и участками выделения иллита, ув. 2500х. б) Структура порового пространства, инкрустированного вторичным тонкодисперсным кварцем и каолинитом, ув. 2500х.

участках пережимов поровых каналов и в зависимости от минералогических типов наноминеральных фаз представлены пакетами каолинита, игольчатыми формами иллита (Рис. 3а, б).

Наноминеральные комплексы таких структурных форм обладают повышенными динамическими свойствами и могут переформировываться при изменении физико-химических условий пласта в процессе разработки. Такие формы локализации наноминеральных фаз в структуре коллектора делают их важным фактором регулирования фильтрационных параметров пласта.

В терригенном комплексе каменноугольных отложений – бобриковско-радаевские и тульские отложения, в отличие от девонского нефтеносного комплекса, происходит дифференциация наноминеральных комплексов с более четким обособлением каолинитовой, иллитовой и смешанослойной иллит-сметкитовой компонент, что связано с изменением фациальных условий при накоплении терригенных толщ. Это обуславливает большее влияние процессов привноса наноразмерных аллотигенных фаз при формировании пород коллекторов по отношению к аутигенным процессам.

Наличие таких дифференцированных фаз существенно повышает неоднородность фильтрационных характеристик коллектора и делает его более изменчивым, а, следовательно, и более сложным при процессах разработки, что приводит к необходимости переходить к дифферен-

цированным методикам воздействия на пласт в пределах одной залежи. В процессе использования различных методов увеличения нефтеотдачи пластов необходимо учитывать тип коллекторов, особенности литологического, минералогического состава пород, структуры пустотного пространства, а также процессы и наноявления, которые происходят в структуре нефтяного пласта и которые связаны с наноминеральным комплексом пород (Изотов, Ситдикова, 1993).

Наиболее важные наноявления в нефтегазовых пластах месторождений – это ионнообменные процессы между закачиваемыми водами, пластовыми водами и глинистыми минералами, а также явления смачивания. В результате ионнообменных процессов тонкодисперсные и глинистые минералы снижают проницаемость пластов, что приводит к падению производительности нагнетательных и добывающих скважин, при этом резко возрастает обводненность продукции. Смачивание приводит к тому, что итоговый капиллярный гистерезис направлен против движения нефти, и его необходимо учитывать для адекватного прогноза КИН. Так, использование нефтегазовых нанотехнологий, регулирующих свойства глинистого вещества цемента коллекторов, повышают производительность скважин в 1,3-1,8 раз (Хавкин и др., 1993; Хавкин, 2010).

Проведенные исследования показали, что нефтеносные пласты активно реагируют на методы увеличения нефтеотдачи (Муслимов, 2005). При этом реакция отдельных минеральных фаз нефтяного пласта на применяемые методы воздействия может быть очень различной. Изучение наноминеральных фаз и их динамики позволяет утверждать, что нефтяной пласт в естественных условиях представляет литолого-геохимическую систему, находящуюся в условиях термодинамического равновесия.

Разработка нефтяного пласта приводит к нарушению этого равновесия и переводу пласта в неравновесное состояние, что, в свою очередь, приводит как к изменениям химического состава, так и к изменениям кристаллохимических характеристик литолого-мине-

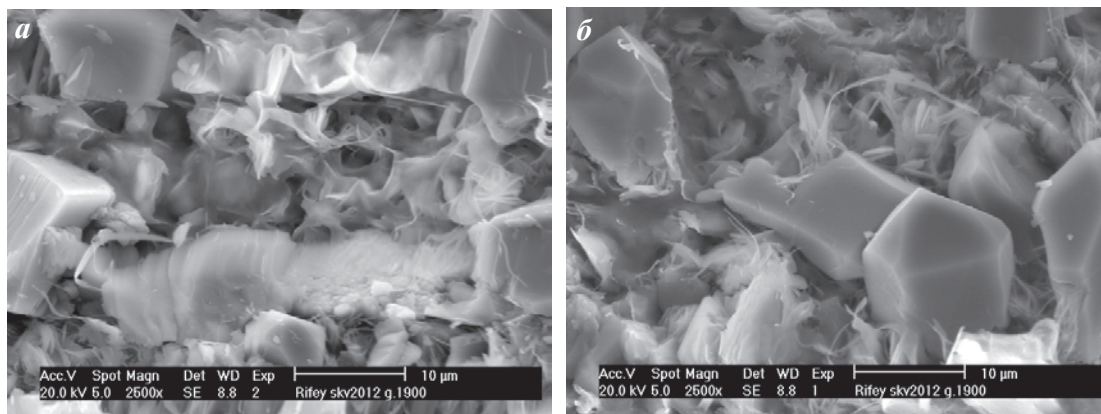


Рис. 2. Бавлинская площадь, скв. 2012, гл. 1900 м. а) Структура пустотно-порового пространства, выполненного хлоритом и войлочными образованиями иллита, ув. 2500х. б) Процесс регенерации кварца, хлорит, иллит, каолинит, ув. 2500х.

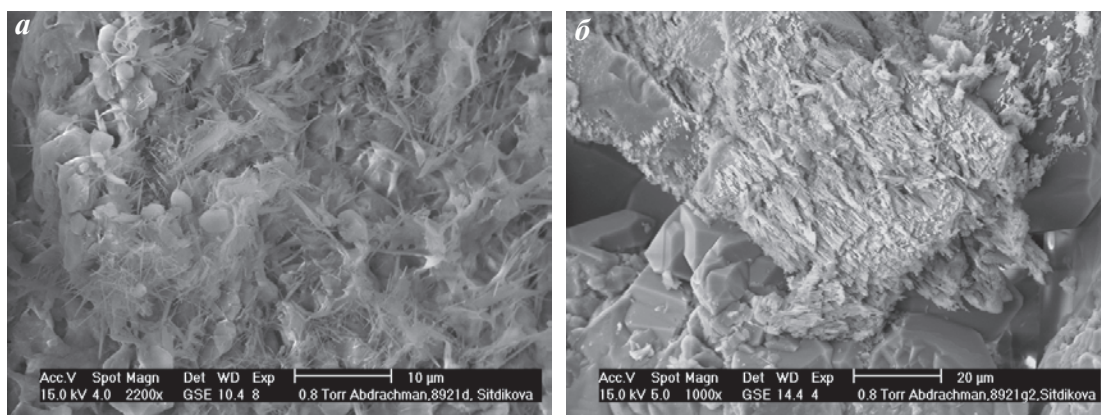


Рис. 3. Абдрахмановская площадь, скв. 8921. а) Войлочные выделения иллита с единичными пластинками каолинита, ув. 2200х. б) Скопления иллита в поровом пространстве, инкрустированного друзовидным кварцем, ув. 1000х.

ральных фаз продуктивного пласта. Это дает возможность ввести понятие «литолого-геохимическое равновесие» в системе «нефтяной флюид-коллектор» (Изотов, Ситдикова, 2007; Изотов, 2008).

С целью повышения КИН изучение наноминеральной составляющей продуктивных пластов необходимо дополнить исследованиями технологических приемов воздействия на эту составляющую в промысловых условиях для снижения итогового значения капиллярного гистерезиса (Хавкин, 2010). Учет особенностей движения наноразмерных объектов и проявления наноразмерных явлений в нефтегазовых пластах, качественно меняя технологические решения, привел к уверенности, что регулирование наноразмерных свойств нефтегазовых пластов позволит добиться высокоэффективного нефтегазоизвлечения и снижения ее себестоимости.

Современные программные комплексы должны позволить сравнить значения технологического КИН при применении нанотехнологий (технологий управления наноразмерными явлениями и минеральными нанопазами) на разных стадиях разработки месторождений: как для новых объектов, так и для поиска эффективных нанотехнологий разработки остаточных запасов нефти в обводненных зонах (разработка на поздней стадии).

Таким образом, изучение минеральных нанопаз существенно повышает эффективность разработки нефтяных месторождений особенно на поздней стадии и позволит адекватно оценить направления и эффективность вложения средств в создание новых методов увеличения нефтеотдачи.

## Литература

- Байбаков Н.К. Эффективные методы повышения нефте- и конденсатоотдачи пластов. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, *сер. Академические чтения*. Вып.12. М.: Нефть и газ. 1997. 35 с.
- Гусейнов Б.М. Роль инновационных процессов в повышении стоимости российских ВИНК. *Тез. докл. «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»*. Часть II, секции 5-10. РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина. 2012. 135 с.
- Дияшев Р.Н. Тенденции применения МУН в мире. *Георесурсы*. № 4. 2008. С.42-46.
- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Наноминеральные системы нефтяного пласта и их роль в процессе разработки. *Георесурсы*. №3. 2007. С.21-23.
- Изотов В.Г. Наноминеральные системы нефтяных пластов. *Мат. конф. «Наноявления при разработке месторождений углеводородного сырья: от наноминералогии и нанохимии к нанотехнологиям»*. М.: Нефть и газ. 2008. С.59-65.
- Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Влияние динамики структуры терригенных коллекторов на процессы нефтеотдачи. *Мат. конф. «Геология и разработка нефтяных месторождений»*. Альметьевск. 1993. С.104-106.
- Козловский Е.А. Экономический кризис, его истоки и минерально-сырьевой потенциал. *Мат. научно-практ. конф. «Минерально-сырьевая политика и национальная безопасность»*. М., ФГУП ГНЦ РФ ВНИИгеосистем. 2009. С.193-258.
- Концепция программы преодоления падения нефтеотдачи. Ю.А.Спиридонов, Р.А.Храмов, А.А.Боксерман, В.И.Грайфер, Н.К.Байбаков, А.Я. Хавкин и др. Госдума РФ. 2006. 144 с.
- Лаверов Н.П. Топливо-энергетические ресурсы. *Вестник РАН*. 2006. Т. 76. №5. С.398-408.
- Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности. Казань. АН РТ. 2005. 688 с.
- Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Казань. АН РТ. 2009. 727 с.

Перродон А. Формирование и размещение месторождений нефти и газа. М.: Недра. 1991. 359 с.

Ситдикова Л.М., Сидорова Е.Ю. Минералого-петрографические особенности коровой формации фундамента Южно-Татарского свода. *Георесурсы*. №1 (37). 2011. С.13-15.

Хавкин А.Я., Ильинский В.М., Ратов А.Н., Куренков О.В. Комплексация методов исследования с целью выявления особенностей разработки низкопроницаемых коллекторов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. *Тез. Всерос. геологической конф. «Геология и минерально-сырьевые ресурсы Европейского северо-востока России»*. Сыктывкар. 1993. С.164-165.

Хавкин А.Я. Наноявления и нанотехнологии в добыче нефти и газа. М.: ИИКИ. 2010. 692 с.

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. 2009. Электронный ресурс: <http://www.inreen.org>.

Sidorova Elena J., Sitdikova Lyalya M.. Transformation of clay minerals in collector zones of buried weathering crust. *Сб. мат. II между. конф. «Глины, глинистые минералы и слоистые материалы – Clays, clay minerals and layered materials – CMLM 2013»*. СПб.: Издатель «Фалкон Принт». 2013. 131 с.

A.Y. Havkin, V.G. Izotov, L.M. Sitdikova, E.U.Sidorova. **The role of mineral nanophas for efficient development of oil fields at the late stage.**

This paper analyzes the current state and problems of the oil and gas industry in the country, shows the role and effectiveness of nanotechnology methods application to increase oil recovery at the late stage of field development. The results of investigations of mineral nanophas of prospective reservoir zones and productive oil-bearing horizons of the Republic of Tatarstan are given.

**Keywords:** field, reservoir, formation, mineral, nanominerals, oil recovery, oil recovery factor, nanotechnologies, methods of enhanced oil recovery.

*Александр Яковлевич Хавкин*

Д.тех.н., заместитель генерального директора ОАО «ИГиРГИ», профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, МГУ имени М.В.Ломоносова, УдГУ и КНИТУ, Почетный нефтяник РФ, академик РАЕН, лауреат медали ЮНЕСКО «За вклад в развитие нанонауки и нанотехнологий».

117312, РФ, г. Москва, ул. Вавилова, д. 25, корп. 1.  
Тел: 8 (499) 124-61-55

*Виктор Геннадьевич Изотов*

К.геол.-мин.н., доцент кафедры региональной геологии и полезных ископаемых Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета. Научные интересы: оптическая и электронная микроскопия пород-коллекторов, минералогия, литология и фациальный анализ нефтеносных формаций.

*Ляля Мирсалиховна Ситдикова*

К.геол.-мин.н., доцент каф. региональной геологии и полезных ископаемых Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета.

*Елена Юрьевна Сидорова*

Аспирант Института геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д.18.  
Тел.: (843)238-84-71.



# АНАЛИЗ ВРЕМЕННОЙ ОСТАНОВКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ПРИБЛИЗИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА СКОРОСТИ НАКОПЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ

Проанализированы остановки эксплуатационных скважин. Показано, что в период остановки в скважинах, приуроченных к микрокупольным поднятиям кровли продуктивного коллектора, происходит накопление остаточной нефти. Полученные данные подтверждают, что в промытой части коллектора происходят процессы регенерации нефтяной залежи, связанные с проявлением гравитационного градиента давления и хроматографических процессов на границе раздела фаз. Оценена скорость перемещения нативной и остаточной нефти в условиях заключительной стадии разработки.

*Ключевые слова:* заключительная стадия разработки, гравитационный градиент давления, хроматографические процессы на границе фаз, нативная нефть, остаточная нефть.

Завершающая стадия разработки нефтяного месторождения – это этап в эволюции развития динамической системы. Любая нефтяная залежь, разработка которой осуществляется в условиях жестко-водонапорного режима, является динамической системой и претерпевает необратимые изменения. В соответствии с этим, должны меняться и методы воздействия на неё.

В результате обобщения и анализа литературных данных, промысловых наблюдений и экспериментов, а также проведя собственные лабораторные исследования, удалось сформулировать рабочую гипотезу о механизме перестроения нефтяной залежи в условиях искусственного заводнения.

На завершающей стадии разработки остаточная нефть, оставшаяся за фронтом вытеснения, будет мигрировать преимущественно в вертикальном направлении под действием гравитационного градиента давления, который возникает на границе раздела фаз «остаточная нефть – вытесняющий агент» и обусловлен разностью в удельном весе между ними. Скапливаясь в прикровельной части коллектора, остаточная нефть начнёт частично переходить в «свободный объем» и менять свои гидродинамические свойства (исчезают структурные свойства, что приводит к увеличению подвижности нефти, снижению её вязкости). Скопившаяся нефть начнёт перемещаться вдоль кровли в направлении естественного наклона пласта, заполняя все микрокупольные поднятия кровли продуктивного пласта и за счёт условия неразрывности потока образуя новую «компактную залежь».

По нашему мнению, завершающей стадией разработки следует называть период после прохождения фронта вытеснения, и затрагивает он только тот объём пласта, где это произошло. Следовательно, если это так, то процесс регенерации должен себя проявлять в промысловой практике. Следуя нашим рассуждениям, можно предположить, что в окрестностях скважин, перфорированных в купольных поднятиях (I), и скважин, перфорированных на «кры-

льях» купола (II), в период их временной остановки происходит процесс аккумуляции нефти, что должно привести к изменению обводнённости при вводе скважин в эксплуатацию. На скважинах, которые расположены в синклиналиях (впадинах) кровли коллектора (III), изменения обводнённости происходить не должно.

Для проверки гипотезы о перестроении нефтяной залежи в процессе её заводнения были проанализированы эксплуатационные характеристики скважин двух высокообводнённых месторождений. Первый объект исследования – основной эксплуатационный объект – пласты  $AB_1^3 + AB_2^1$  Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения, расположенного в пределах Нижнеуртовского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Второй объект исследования – пласты Dкн, DI и DIV Белебеевского нефтяного месторождения Башкортостана.

Приведём краткую характеристику состояния разработки эксплуатационных объектов.

**Орехово-Ермаковское нефтяное месторождение** (Дополнение к проекту разработки Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения, 2012). **Объект  $AB_1^3 + AB_2^1$**  (алымская и венденская свита) разрабатывается с 1986 года. В разработке находится одна залежь нефти (западный, восточный и центральный участок).

По объекту сформирована блочно-замкнутая трехрядная система разработки с элементами очагово-избирательного заводнения.

В действующем добывающем фонде 255 действующих скважин (113 совместных). В действующем нагнетательном фонде 110 действующих скважин (23 совместных).

На 01.01.2012 г. отобрано 22875,4 тыс.т нефти (64,6% от НИЗ), жидкости – 122936,4 тыс.т. Средний дебит по нефти – 4,9 т/сут, по жидкости – 96,4 т/сут. Обводненность добываемой продукции – 94,9%. Текущий КИН – 0,155 (утвержденный – 0,240). Накопленная закачка составила 129033,4 тыс.м<sup>3</sup>, накопленная компенсация – 100,5%.

**Белебеевское нефтяное месторождение** (Технологический проект разработки Белебеевского нефтяного месторождения, 2013).

**Объект Дкн (кыновский горизонт)** находится в разработке с 1960 года. Всего выявлено 20 залежей нефти: три залежи пласта Дкн1 (XIIIa, XVIII, XIX) и 17 залежей пласта Дкн2 (I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX, X, XI, XII, XIII, XIV, XV, XVI, XVII) с запасами промышленных категорий. В разработке находятся 11 залежей (I, VI, VII, VIII, X, XI, XIII, XV, XVII, XVIII, XIX).

На объекте организована очагово-избирательная система заводнения.

В действующем добывающем фонде числятся 15 скважин, из них три совместные (DI – 2, DIV – 1), способ эксплуатации – механизированный (УШГН – 11, УЭЦН – 4). В действующем нагнетательном фонде восемь скважин.

На 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 376,6 тыс.т (27,6% от НИЗ), жидкости – 867,9 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 2,8 т/сут, жидкости – 7,6 т/сут. Обводненность добываемой продукции – 63,8%. Текущий КИН – 0,100 (утвержденный 0,360). Компенсация отбора закачкой – 305,4%. Накопленный ВНФ – 1,30 д.ед.

Скважины, на которых зафиксировано снижение обводненности в период простоя относятся к пяти залежам: I, VIII, X, XII, XIII.

**Объект DI (пашийский горизонт)** находится в разработке с 1958 года. Всего выявлено 15 залежей нефти: девять залежи пласта DIvx (I, II, III, IV, V, VI, VII, VIII, IX) и шесть залежей пласта DIнж (I, II, III, IV, V, VI) с запасами промышленных категорий. В разработке находятся девять залежей (DIvx – I, II, III, VI, VII, IX; DIнж – I, II, V).

№ п.п.	№ скв.	Состояние	Характер работы	Абс. отм. кровли коллектора, м	Дебит жидк. за посл. раб. месяц, т/сут	Дебит нефти за посл. раб. месяц, т/сут	Обводн. за посл. раб. месяц, %	Дата остановки	Обводн. на дату остановки	Дата запуска в работу	Обводненность на дату запуска в работу	Изменение обводненности, %	Время простоя, сут	I - поднятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	Процент ин-ла перфорации от эф.толщины пласта
1	1425	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1664,13	3.2	2	38.55	01.01.1990 01.12.1997	36 59	01.03.1991 01.06.1998	15 35	21 24	410 180	I	ВНЗ	38 % - нефтенас. часть
2	480	ПЬЕЗ	НЕФ	-1655.62	5.4	2.6	52.15	01.08.1988 01.11.1991	98 79	01.04.1989 01.06.1992	81 57	16 22	245 208	II	ЧНЗ	25 %
3	588	ПЬЕЗ	НЕФ	-1652.77	2.6	0.2	92.21	01.10.1988	99	01.03.1989	45	54	166	I	ЧНЗ	48 %
4	1344	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1655.6	10	0.2	98.34	01.11.1991	74	01.03.1992	27	47	113	I	ЧНЗ	50 %
5	1285	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1650.07	21	0.5	97.78	01.01.2006	95	01.12.2006	75	20	331	II	ЧНЗ	85 %
6	921	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1659.94	37.4	4.4	88.26	01.01.1991 01.09.1994	36 33	01.07.1991 01.06.1995	25 22	11 10	192 272	I	ЧНЗ	53 %
7	2432	Б/Д ПР Л	НЕФ	-1659.08	0.9	0.4	53.57	01.12.2005	39	01.08.2006	21	18	225	II	ВНЗ	21 % - нефтенас. часть
8	467	ПЬЕЗ	НЕФ	-1666.62	19	3.7	80.45	01.03.2004	98	01.09.2007	81	17	1280	II	ВНЗ	66 % - нефтенас. часть
9	1125	РАБ.	НЕФ	-1664.05	31.1	4.8	84.55	01.10.1990	89	01.07.1993	69	20	1021	II	ВНЗ	72 % - нефтенас. часть
10	463	КОНС	НЕФ	-1669.69	4.3	0.5	89.39	01.07.1992	99	01.09.1995	79	20	1175	II	ВНЗ	14 % - нефтенас. часть
11	2376	РАБ.	НЕФ	-1647.71	59	1.7	97.05	01.03.1993 01.03.2005	96 92	01.04.1993 01.10.2006	41 73	56 19	32 571	II	ЧНЗ	71 %
12	3366	РАБ.	НЕФ	-1651.2	172.3	3.8	97.77	01.05.1992 01.12.1994	33 80	01.07.1992 01.12.1995	23 52	10 28	69 369	I	ЧНЗ	88 %
13	1523	РАБ.	НЕФ	-1653.44	298.5	13.4	95.52	01.08.1995	97	01.10.1997	17	80	790	I	ЧНЗ	37 %
14	1507	РАБ.	НЕФ	-1656.63	159.4	4.7	97.02	01.01.1999	98	01.07.2000	75	23	548	I	ЧНЗ	72 %
15	9R	Б/Д ПР	НЕФ	-1656.76	111.3	0.8	99.28	01.01.1996	99	01.06.1999	82	17	1228	II	ЧНЗ	57 %
16	515	КОНС	НЕФ	-1657.85	6.3	0.6	90.99	01.08.1990	88	01.06.1991	23	65	317	II	ЧНЗ	82 %
17	2511	КОНС	НЕФ	-1658.65	5.8	0.3	95.56	01.08.2004	68	01.04.2006	41	27	624	II	ВНЗ	52 % - нефтенас. часть
18	561	КОНС	НЕФ	-1659.05	3.7	0	98.97	01.01.1990	46	01.07.1990	5	42	176	II	ЧНЗ	57 %
19	1302	РАБ.	НЕФ	-1660.44	166	3.7	97.79	01.12.1996	98	01.10.1997	50	48	322	I	ВНЗ	93 %
20	2237	КОНС	НЕФ	-1660.85	84.2	1.1	98.74	01.01.1989	71	01.02.1989	51	20	32	II	ВНЗ	32 % - нефтенас. часть

Табл. 1. Список добывающих скважин со снижением обводненности после простоя (более 30 суток) по объекту  $AB_1^3 + AB_2^1$ .

№ п.п.	№ скв.	Состояние	Характер работы	Абс. отм. кровли коллектора, м	Дебит жидк. за посл. раб. месяц, т/сут	Дебит нефти за посл. раб. месяц, т/сут	Обводн. за посл. раб. месяц, %	Дата остановки	Обводн. на дату остановки	Дата запуска в работу	Обводненность на дату запуска в работу	Изменение обводненности, %	Время простоя, сут	I - подтятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	Процент ин-ла перфорации от эф.толщины пласта
21	787	РАБ.	НЕФ	-1661.19	204.9	6.1	97.03	01.02.2003	98	01.11.2006	84	14	1373	II	ВНЗ	80% - нефтенас. часть
22	508	КОНС	НЕФ	-1661.29	7.1	0.6	91.86	01.04.2007	99	01.10.2007	86	12	179	II	ВНЗ	48% - нефтенас. часть
23	708	КОНС	НЕФ	-1661.54	7.1	0.6	91.51	01.08.1994	84	01.04.1995	46	37	243	II	ВНЗ	58% - нефтенас. часть
								01.10.1995	99	01.08.1997	62	37	658			
24	844	РАБ.	НЕФ	-1666.66	31.5	2.6	91.7	01.02.1994	60	01.05.1999	32	29	1909	III	ЧНЗ	100%
								01.12.2003	78	01.06.2006	68	11	904			
25	3266	РАБ.	НЕФ	-1669.88	103.3	9.4	90.88	01.07.1989	22	01.09.1989	5	17	61	II	ВНЗ	44% - нефтенас. часть
								01.06.2004	82	01.10.2006	72	10	863			
26	462	ПЬЕЗ	НЕФ	-1672.94	63.6	1.9	97.01	01.04.1990	84	01.06.1990	29	55	50	II	ВНЗ	45% - нефтенас. часть
								01.03.1991	99	01.10.1992	50	49	592			

Продолжение таблицы 1.

№ п.п.	№ скв.	Состояние	Характер работы	Абс. отм. кровли коллектора, м	Дебит жидк. за посл. раб. месяц, т/сут	Дебит нефти за посл. раб. месяц, т/сут	Обводн. за посл. раб. месяц, %	Дата остановки	Обводн. на дату остановки	Дата запуска в работу	Обводненность на дату запуска в работу	Изменение обводненности, %	Время простоя, сут	I - подтятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	Процент ин-ла перфорации от об.толщины пласта
1	1042	РАБ.	НАГ	-1653.44	2.5	0	98.67	01.12.1991	35	01.01.1993	22	14	396	II	ЧНЗ	90%
2	1978	КОНС	НАГ	-1664.33	5.3	1.1	78.95	01.10.1990	42	01.03.1991	0	42	145	II	ЧНЗ	53%
								01.01.1994	23	01.05.1994	11	12	124			
3	2416	Б/Д ПР Л	НАГ	-1655.52	29.2	4.4	85.05	01.09.1996	79	01.11.1996	60	19	47	II	ЧНЗ	79%
								01.10.1995	99	01.04.1997	17	81	527			
4	529	Б/Д ПР Л	НАГ	-1657.9	44.3	1.9	95.67	01.06.2004	96	01.04.2005	82	14	307	II	ЧНЗ	91%

Табл. 2. Список нагнетательных скважин со снижением обводненности после простоя (более 30 суток) по объекту АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>.

На объекте организована очагово-избирательная система заводнения.

В действующем добывающем фонде числятся 78 скважин, из них две совместные (Дкн), способ эксплуатации – механизированный (УЭЦН – 68, УШГН – 10). В действующем нагнетательном фонде – 20 скважин, из них одна совместная (DIV).

На 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 3942,5 тыс.т. (61,4% от НИЗ), жидкости – 85487,1 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 3,9 т/сут, жидкости – 158,2 т/сут. Обводненность добываемой продукции на конец года составила 97,5%. Текущий КИН – 0,223 (утвержденный 0,363). В пласт закачено 53556,0 тыс.м<sup>3</sup> воды. Компенсация отбора закачкой – 72,1%. Накопленный ВНФ – 20,7 д.ед.

Скважины, на которых зафиксировано снижение обводненности в период простоя, относятся к шести залежам: (I Дн; I, II Дв), (II Дн, VII Дв), III Дн.

#### Объект DIV (ардатовский горизонт)

**Ардатовский горизонт** находится в разработке с 1957 года. Всего выявлено шесть залежей нефти (I, II, III, IV, V, VI) с запасами промышленных категорий. В разработке находятся три залежи (I, II, III).

На объекте организована очагово-избирательная система заводнения.

В действующем добывающем фонде числятся восемь скважин, из них одна совместная (Дкн), способ эксплуатации – механизированный (УШГН – 6, УЭЦН – 2). В действующем нагнетательном фонде четыре скважины, из них одна совместная (DI).

На 01.01.2013 г. накопленная добыча нефти по объекту составила 3993,6 тыс.т. (81,4% от НИЗ), жидкости – 25694,3 тыс.т. Среднегодовой дебит нефти составил – 1,9 т/сут, жидкости – 49,1 т/сут. Обводненность добываемой продукции на конец года составила 96,1%. Текущий КИН – 0,473 (утвержденный 0,580). В пласт закачено 27768,6 тыс.м<sup>3</sup> воды. Компенсация отбора закачкой – 115,5%. Накопленный ВНФ – 5,43 д.ед.

Скважины, на которых зафиксировано снижение обводненности в период простоя относятся к трём залежам: I, II, III.

Таким образом, рассматриваемые залежи нефти находятся на завершающей стадии разработки. Большая часть объема продуктивной части коллектора заводнена.

Была проанализирована история эксплуатации каждой скважины, числящейся на данных объектах разработки. Узло-

выми точками анализа являлись временные остановки скважин, сравнивалась обводнёность добываемой продукции до остановки и после возобновления эксплуатации. В результате анализа промысловых данных установлено, что на части скважин наблюдается снижение обводнёности добываемой продукции после временной остановки.

**Орехово-Ермаковское нефтяное месторождение**

**Объект АВ<sub>1</sub><sup>3</sup>+АВ<sub>2</sub><sup>1</sup>.** Из общего числа скважин (187 шт.), где наблюдается снижение обводнёности, нами выбраны 26 добывающих и четыре нагнетательные скважины, время простоя которых было более 30 суток, и за это время на скважинах не проводились ГТМ. После этого каждая из выбранных скважин была отнесена к I, II или к III типу относительно местоположения на структуре продуктивного коллектора. Результаты анализа представлены в таблицах 1, 2.

В девяти скважинах из 26 снижение обводнёности после временного простоя зафиксировано дважды, что указывает на то, что это не случайность, а скорее закономерность. Время простоя варьировалось от 32 до 1909 суток. Снижение обводнёности для разных скважин составляло от 10 до 80%. Корреляции между временем простоя и изменением обводнёности не наблюдается.

Половина скважин находятся в зоне ВНЗ, остальные скважины в зоне ЧНЗ. Распределение местоположения скважин относительно структуры коллектора различно. Так, в зоне ВНЗ скважины распределены следующим образом: I – 2, II – 11. В зоне ЧНЗ: I – 6, II – 6, III – 1. Группировка скважин

№ п.п.	Номер скважины	Пласт	На момент остановки				При выводе скважины из простоя				Изменение обводн., %	Изменение дебита нефти, т/сут	Изменение дебита жидкости, т/сут	Время простоя, сут	Локальное местоположение			Процент ин-ла перфор. от эфф.толщ. пласта
			Дата остановки	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Дата запуска в работу	Обводненность, %	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, т/сут					I - поднятие, II - склон, III - низменность	ЧНЗ / ВНЗ	К.з. - контактные запасы	
1	105	DI	01.09.1964	52.9	11.8	25.2	01.11.1964	38.9	22.8	37.2	14.0	10.9	12.1	52	II	ВНЗ, к.з.	45%	
2	107	DI	01.11.2008	98.1	0.3	15.4	01.12.2008	9.7	14.1	15.7	88.4	13.8	0.3	31	II	ВНЗ, к.з.	18%	
3	125	DIV	01.03.1974	100.0	0.0	0.5	01.04.1974	65.3	0.6	1.8	34.7	0.6	1.2	53	I	ВНЗ, к.з.	100%	
4	126	DIV	01.08.1973	100.0	0.0	2.0	01.03.1974	11.2	6.7	7.6	88.8	6.7	5.6	233	I	ВНЗ	90%	
5	132	DIV	01.01.1996	100.0	0.0	1.4	01.03.1996	27.7	2.1	2.9	72.3	2.1	1.5	61	II	ЧНЗ	100%	
6	141	DI	01.02.2002	100.0	0.0	2.0	01.03.2002	76.9	1.2	5.2	23.1	1.2	3.2	54	II	ВНЗ	12%	
7	145	DIV	01.01.1972	91.4	0.4	5.2	01.03.1972	61.8	4.1	10.7	29.5	3.6	5.5	37	II	ЧНЗ	100%	
8	166	DIV	01.10.1988	12.0	0.6	0.6	01.12.1988	0.6	0.1	0.1	11.4	-0.4	-0.5	53	II	ЧНЗ	100%	
8	166	DIV	01.08.2006	11.1	2.1	2.4	01.10.2006	0.0	4.0	4.0	11.1	1.9	1.6	52	II	ЧНЗ	100%	
9	174	DIV	01.04.1987	31.0	1.2	1.8	01.10.1987	7.2	1.7	1.8	23.9	0.4	0.0	182	I	ЧНЗ	100%	
10	208	DIV	01.02.1988	100.0	0.0	131.5	01.12.1988	48.7	2.0	3.9	51.3	2.0	-127.6	324	II	ЧНЗ	100%	
11	222	Дкн	01.12.1997	75.1	0.4	1.6	01.01.2000	57.9	2.0	4.8	17.2	1.6	3.2	770	I	граница ЧНЗ	100%	
12	224	Дкн	01.03.1992	54.0	2.9	6.3	01.05.1992	33.0	3.4	5.1	21.0	0.5	-1.2	65	II	ВНЗ	100%	
13	277	Дкн	01.08.1990	80.0	0.1	0.3	01.02.2001	50.0	2.0	2.0	30.0	1.9	3.7	3846	II	ЧНЗ	100%	
14	279	Дкн	01.08.1990	100.0	0.0	0.3	01.10.2001	15.8	3.2	3.8	84.2	3.2	3.5	4087	II	ЧНЗ	100%	
15	293	DI	01.02.1988	95.2	0.1	1.5	01.03.1988	0.0	1.3	1.3	95.2	1.3	-0.2	40	II	ВНЗ	43%	
16	317	DI	01.06.2011	98.8	4.3	347.9	01.07.2011	86.4	8.4	61.9	12.3	4.1	-286.0	34	I	ВНЗ	33%	
17	371	DI	01.05.1993	11.7	2.9	3.3	01.06.1993	0.0	6.3	6.3	11.7	3.3	2.9	31	II	ВНЗ	10%	
18	436	DI	01.10.1994	100.0	0.0	2.0	01.11.1994	88.0	0.3	2.4	10.7	0.3	0.4	50	II	ВНЗ	13%	
19	444	Дкн	01.06.1994	56.5	0.9	2.1	01.09.1994	42.1	1.1	1.8	14.4	0.1	-0.3	107	II	ВНЗ	100%	
20	455	Дкн	01.07.1996	80.0	0.3	1.4	01.08.1996	60.0	0.6	1.6	20.0	0.3	0.1	32	III	ЧНЗ	н/д	
21	466	DI	01.11.1995	78.0	0.5	2.2	01.12.1995	64.2	0.8	2.3	13.8	0.3	0.1	51	II	ВНЗ	11%	
22	474	DI	01.10.2001	96.9	3.4	108.5	01.11.2001	31.1	1.9	2.8	65.7	-1.5	-105.8	40	II	ВНЗ	13%	
23	1135I	DIV	01.02.2006	92.5	2.4	32.3	01.04.2006	56.8	21.6	50.1	35.7	19.2	17.8	54	II	ВНЗ	н/д	
24	1325PR	DI	01.01.1993	21.4	5.5	7.0	01.03.1993	6.2	5.8	6.2	15.3	0.3	-0.8	78	II	ВНЗ	17%	
24	1325PR	DI	01.08.1994	13.0	2.0	2.3	01.09.1994	2.3	4.3	4.4	10.7	2.3	2.1	31	II	ВНЗ	17%	
25	1355PR	Дкн	01.06.1993	42.7	8.5	14.9	01.07.1993	0.0	2.0	2.0	42.7	-6.5	-12.9	35	II	ЧНЗ	100%	
26	248LB	DI	01.12.1983	100.0	0.0	4.0	01.01.2005	21.3	2.0	2.5	78.7	2.0	-1.5	7702	I	ВНЗ, к.з.	14%	
27	395PR	DIV	01.01.1999	75.0	0.5	2.0	01.02.1999	0.0	1.4	1.4	75.0	0.9	-0.6	42	II	ВНЗ	100%	
28	415PR	DIV	01.12.1987	12.0	12.2	13.9	01.01.1988	0.0	17.8	17.8	12.0	5.6	3.9	55	I	ЧНЗ	100%	
29	618LB	DIV	01.01.1963	100.0	0.0	76.7	01.04.1963	2.9	29.6	30.5	97.1	29.6	-46.2	109	I	ВНЗ, к.з.	100%	
30	628LB	DIV	01.08.1959	51.0	15.4	31.4	01.10.1959	19.3	20.5	25.4	31.7	5.1	-6.0	71	I	ВНЗ, к.з.	31%	
30	628LB	DIV	01.10.1964	100.0	0.0	41.3	01.11.1964	64.3	4.2	11.7	35.7	4.2	-29.6	51	I	ВНЗ, к.з.	31%	
30	628LB	DIV	01.09.1987	87.6	3.7	30.2	01.10.1987	63.0	9.6	26.0	24.6	5.9	-4.3	32	I	ВНЗ, к.з.	31%	
31	658LB	DI	01.09.1964	90.5	3.0	31.7	01.03.1965	59.2	10.6	25.9	31.3	7.6	-5.7	197	II	ВНЗ, к.з.	21%	
32	88LB	DIV	01.01.1964	100.0	0.0	6.3	01.08.1964	33.5	13.1	19.7	66.5	13.4	13.4	231	II	ВНЗ, к.з.	32%	
33	98LB	DI	01.08.1997	20.0	1.0	1.3	01.09.1997	4.3	1.7	1.8	15.7	0.7	0.5	44	II	ВНЗ, к.з.	10%	

Табл. 3. Список добывающих скважин со снижением обводнёности после простоя (более 30 суток) по объектам Дкн, DI, DVI.

Параметр	Ед-ца изменения	Нативная нефть		Остаточная нефть	
		3	4	5	6
1	2				
Абсолютная проницаемость	м <sup>2</sup>	3,519*10 <sup>-13</sup>	3,519*10 <sup>-13</sup>	3,519*10 <sup>-13</sup>	3,519*10 <sup>-13</sup>
Относительная фазовая проницаемость по нефти	д.ед.	0,913	0,02	0,913	0,913
Эффективная проницаемость по нефти	м <sup>2</sup>	3,213*10 <sup>-13</sup>	7,096*10 <sup>-15</sup>	1,071*10 <sup>-13</sup>	3,213*10 <sup>-14</sup>
Вязкость нефти	Па·с	5,3*10 <sup>-3</sup>	5,3*10 <sup>-3</sup>	3,76*10 <sup>-2</sup>	3,76*10 <sup>-2</sup>
Перепад давления м/у зоной отбора и зоной закачки	Па	5,2*10 <sup>6</sup>	5,2*10 <sup>6</sup>	-	-
Среднее расстояние м/у скважинами	м	533	533	-	-
Плотность пластовой нефти	кг/м <sup>3</sup>	841	841	841	841
Плотность пластовой воды	кг/м <sup>3</sup>	1177	1177	1177	1177
Градиент давления	Па/м	9,756*10 <sup>3</sup>	9,756*10 <sup>3</sup>	3,996*10 <sup>3</sup>	3,996*10 <sup>3</sup>
Скорость перемещения	м/год	<b>18,65</b>	<b>0,41</b>	<b>0,30</b>	<b>0,09</b>

Табл. 4. Значения входных параметров для оценки скорости движения остаточной и нативной нефти.

по зонам ВНЗ и ЧНЗ выявила, что среднее снижение обводнённости скважин в зоне ВНЗ составляет 25% (10-55%), в зоне ЧНЗ 31% (10-80%).

Таким образом, на скважинах, расположенных на мини антиклинальных поднятиях или вблизи локальных поднятий, зафиксировано снижение обводнённости добываемой продукции после временного простоя скважин. Это позволяет утверждать, что в промытых участках пласта идет процесс регенерации залежи и аккумуляции нефти в купольных поднятиях коллектора.

Справедливости ради, следует отметить, что в скважинах, находящихся в зонах ВНЗ, процесс аккумуляции нефти в период их временного простоя, возможно, сопровождается и локальным выравниваем ВНК (отрыв «конуса» воды от забоя скважины).

**Белебеевское нефтяное месторождение.** Аналогично, как и на Орехово-Ермаковском нефтяном месторождении, проанализирована история эксплуатации каждой скважины на рассматриваемых объектах разработки. Из общего числа скважин выбраны 33 добывающие скважины, время простоя которых было более 30 суток, и за это время на скважинах не проводились ГТМ. После этого, каждая из выбранных скважин была отнесена к I, II или к III типу, относительно местоположения на структуре продуктивного коллектора. Результаты анализа представлены в таблице 3.

В трех скважинах из 33, снижение обводнённости после временного простоя зафиксировано более одного раза, что указывает на то, что это также не случайность, а скорее закономерность. Время простоя варьировалось от 31 до 7702 суток. Снижение обводнённости для разных скважин составляло от 10,7 до 97,1%. Корреляции между временем простоя и изменением обводнённости не наблюдается.

**По кыновскому горизонту (Дкн)** выявлено семь скважин, на которых снизилась обводнённость в период простоя. Две скважины приурочены к зоне ВНЗ, остальные находятся в зонах ЧНЗ. В скважинах в зоне ВНЗ снижение обводнённости произошло при снижении дебита по жидкости. Поэтому, в этих случаях нельзя отрицать и эффекта выравнивания ВНК и отсечения «конуса» воды.

Все рассматриваемые скважины принадлежат скважинам I и II вида, исключением является скважина № 455, которая расположена во впадине (III вид).

Снижение обводнённости добываемой продукции в среднем составило 32,8% (14,4-84,2%), время простоя менялось от 32 до 4087 суток.

**По пашийскому горизонту (DI)** выявлено 13 скважин со снижением обводнённости, причём в одной скважине это зафиксировано дважды. Все скважины расположены в зоне ВНЗ, в пяти сква-

жинах имеют место контактные запасы.

В шести скважинах (№№ 293, 317, 474, 132SPR, 24BLB, 65BLB) снижение обводнённости произошло на фоне снижения дебита по жидкости при вводе скважины после простоя. Однако в скважине № 132SPR повторная остановка и ввод в эксплуатацию была осуществлена с увеличением дебита по жидкости, при этом обводнённость снизилась.

Снижение обводнённости добываемой продукции в среднем составило 34,9% (10,7-95,2%), время простоя менялось от 31 до 7702 суток.

**По ардатовскому горизонту (DVI)** выявлено 13 скважин, на которых снизилась обводнённость в период простоя. В скважине № 166 это зафиксировано дважды, а в скважине № 62 BLB трижды.

Шесть скважин расположены в зонах ЧНЗ, остальные скважины в ВНЗ. Все рассматриваемые скважины принадлежат скважинам I и II вида. Снижение обводнённости добываемой продукции в среднем составило 43,8% (11,1-97,1%), время простоя менялось от 32 до 324 суток.

### Приблизительная оценка скорости накопления остаточной нефти в стволе остановленной предельно обводнённой скважины

Оговоримся, что теоретической базы для оценки скорости накопления нефти в остановленных высокообводнённых скважинах на сегодняшний день не существует. Основной трудностью в решении данной задачи на уровне создания математической модели процесса является то обстоятельство, что не удастся схематизировать условия притока остаточной нефти в микрокупол.

Если же принять, что остаточная нефть, движется по поровому каналу, перемещаясь внутри структурированных слоёв, то тогда это движение можно описать законом Дарси для плоско-параллельной фильтрации:

$$\bar{V} = \frac{k}{\mu} * \text{grad } \bar{P} \quad (1)$$

где  $\bar{V}$  – скорость фильтрации остаточной нефти, м/с;  $k$  – фазовая проницаемость пласта по нефти, м<sup>2</sup>;  $\mu$  – вязкость остаточной нефти, Па·с;  $\text{grad } \bar{P}$  – гравитационный гради-

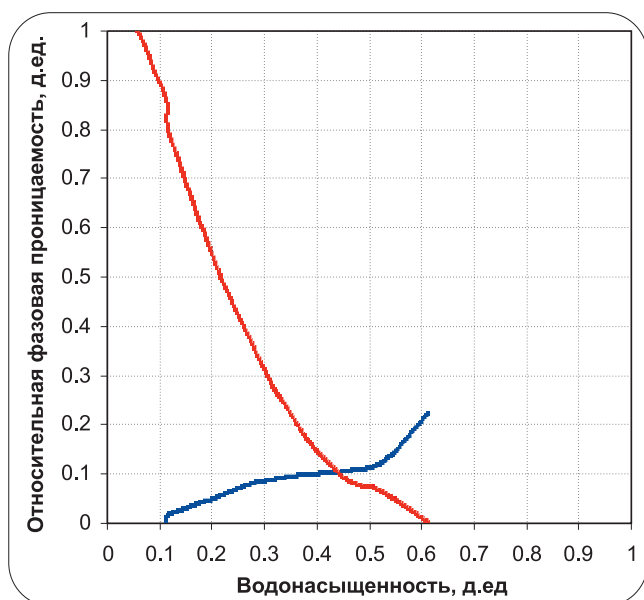


Рис. 1. Модифицированные кривые относительных фазовых проницаемостей, принятые для пашийского горизонта Белебеевского месторождения, залежи I,II.

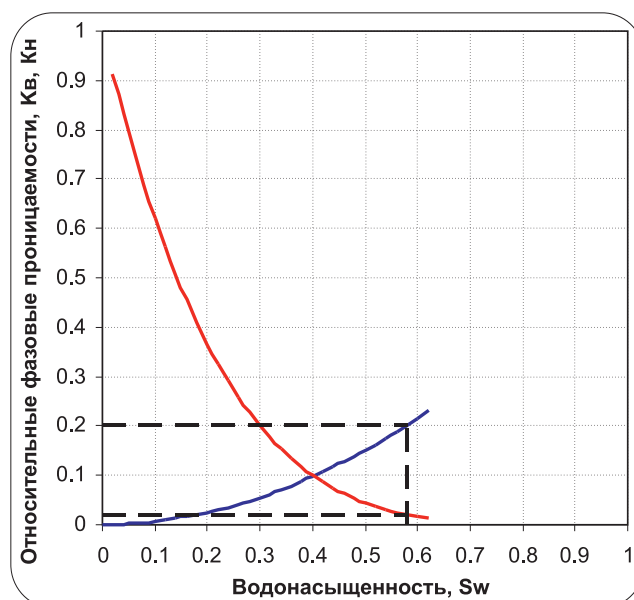


Рис. 2. Аппроксимированные кривые относительных фазовых проницаемостей пашийского горизонта Белебеевского нефтяного месторождения.

ент давления, обусловленный разницей в удельном весе между пластовой водой и остаточной нефтью, Па/м.

Точное решение данной задачи сопряжено с рядом непреодолимых трудностей. Практически невозможно определить значение фазовой проницаемости и вязкости остаточной нефти. Поэтому можно получить лишь приблизительную оценку скорости накопления, приняв определенные допущения в решении задачи.

Относительную фазовую проницаемость определим по лабораторным данным для данного нефтенасыщенного пласта. При этом, если принять, что остаточная нефть перемещается преимущественно в вертикальном направлении, то абсолютная проницаемость будет от 3-10 раз меньше, чем в горизонтальном направлении.

Значение вязкости остаточной нефти принимаем по линиям консистентности, построенной в координатах ( $V = f(\tau)$ ), где  $V$  – скорость сдвига,  $\tau$  – напряжение сдвига. Первая точка на линии консистентности характеризует вязкость остаточной нефти с практически неразрушенной структурой; точка, характеризующая значение предельно допустимого напряжения сдвига и находящаяся на прямой, выходящей из начала координат, соответствует значению вязкости нефти с полностью разрушенной структурой.

Воспользуемся результатами лабораторных исследований, изложенных в работе (Дьячук, 1997). Соотношение вязкостей нефти с разрушенной и неразрушенной структурой составило в среднем 7,09, изменяясь в диапазоне от 6,56 до 8,37. Зависимости между статическим давлением и соотношением вязкостей не наблюдается.

Оценку скорости движения остаточной и нативной нефти проведём для условий пашийского горизонта (DI) Белебеевского нефтяного месторождения Башкортостана. Условия и результаты расчёта приведены в таблице 4.

На рисунке 1 представлены результаты экспериментальных исследований по определению фазовых проницаемостей для условий пашийского горизонта.

Для упрощения расчётов интересующих нас величин

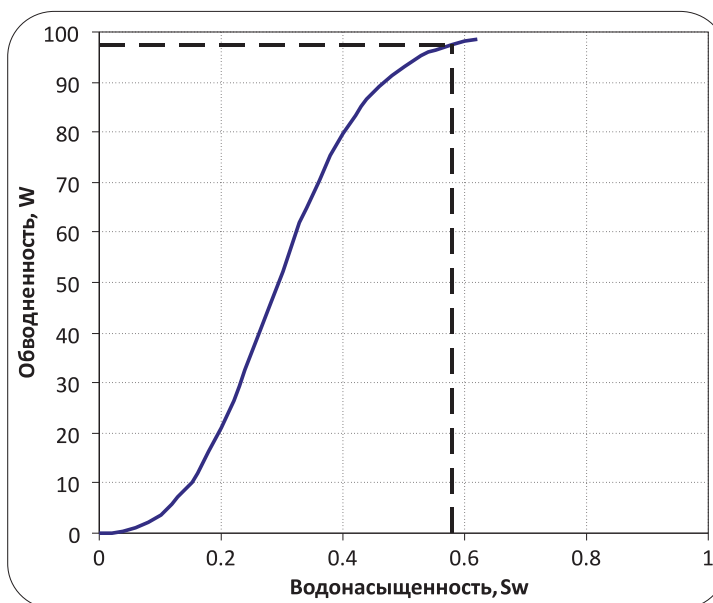


Рис. 3. Зависимость водонасыщенности от обводнённости для условий пашийского горизонта Белебеевского нефтяного месторождения.

относительных фазовых проницаемостей аппроксимируем кривые, полученные лабораторным способом, по корреляции Кори (Corey) в виде степенных функций:

$$\begin{aligned} k_{rg}^e(S) &= F_e \cdot S^n, \\ k_{rg}^n(S) &= (1 - S)^m, \end{aligned} \quad (2)$$

где  $F_e$  – относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности («концевая точка по воде»);  $n$  – показатель степени в корреляции для воды («степень Кори по воде»);  $m$  – показатель степени в корреляции для нефти («степень Кори по нефти»);  $S_e$  – текущее значение водонасыщенности на скважине. Определяется по обводнённости из численного решения следующего уравнения:

$$\frac{W}{100} = \frac{1}{1 + \frac{k_r^h(S_g)}{\mu_n} \frac{\mu_g}{k_r^g(S_g)}} \quad (3)$$

где  $W$  – обводненность, %.

По полученным графикам (Рис. 2, 3) найдем значение относительной фазовой проницаемости по нефти для условий безводного периода эксплуатации и для условий обводнённости добываемой продукции 97,5% (средняя обводнённость продукции скважин пашийского горизонта).

В таблице 4 представлена оценка скорости перемещения нативной и остаточной нефти для различных условий. В столбце 3 представлены результаты расчётов для нативной нефти при её движении в пласте с начальной нефтенасыщенностью. Скорость перемещения нефти в удалённой зоне пласта составила 18,65 м/год, что не противоречит ранее выполненным оценкам данной величины (Девликамов и др., 1975; 1978). Однако, в процессе обводнения продуктивного пласта и увеличения его водонасыщенности (столбец 4) скорость перемещения нативной нефти заметно снижается и при обводнённости 97,5% ( $S_w=0,58$ ) составляет 0,41 м/год. В столбцах 5 и 6 приведена оценка скорости перемещения остаточной нефти для разной проницаемости. В столбце 5 соотношение горизонтальной и вертикальной проницаемости составляет 3 раза, в столбце 6-10 раз. При этих условиях скорость перемещения остаточной нефти варьируется в интервале 0,30-0,09 м/год.

Таким образом, проведённые сопоставительные оценочные расчёты скорости перемещения нативной и остаточной нефти в удалённой зоне пласта в условиях заключительной стадии разработки показывают, что в этих условиях скорости сопоставимы между собой.

## Выводы

1. Анализ временных остановок добывающих скважин на двух высокообводнённых месторождениях показал, что в скважинах, расположенных в миниантиклинальных поднятиях или вблизи них, зафиксировано снижение обводнённости добываемой продукции. Это позволяет утверждать, что в зонах пласта, считающихся промытыми, то есть полностью водонасыщенными, идет процесс регенерации залежи и аккумуляции нефти в купольных поднятиях коллектора, что подтверждает правомочность выдвигаемой гипотезы.

2. В скважинах, находящихся в зонах ВНЗ, процесс аккумуляции нефти в период их временного простоя, возможно, сопровождается локальным выравниваем ВНК (отрыв «конуса» воды от забоя скважины).

3. Для скважин, на которых подмечен факт снижения обводнённости добываемой продукции после временного простоя, должен подбираться такой режим отбора жидкости, который бы не превышал величины притока остаточной нефти в купольное поднятие. При этом условия скважину можно было бы перевести на безводный режим эксплуатации. Если дебит по нефти окажется ниже рентабельного, то в таких случаях скважину целесообразно эксплуатировать на щадящих режимах, т.е. с низкими

дебитами в периодическом режиме. Время накопления необходимо подбирать опытным путём для каждой скважины индивидуально.

4. Проведённые сопоставительные оценочные расчёты скорости перемещения нативной и остаточной нефти в удалённой зоне пласта в условиях заключительной стадии разработки показывают, что в этих условиях скорости сопоставимы между собой. Скорость перемещения нативной нефти составляет 0,41 м/год, скорость перемещения остаточной нефти варьируется в интервале 0,09-0,30 м/год в зависимости от соотношения горизонтальной и вертикальной проницаемости продуктивного пласта.

## Литература

- Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра. 1975. 168 с.
- Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Рогачёв М.К. Методическое руководство Аппаратура и методика исследований реологических свойств аномально-вязких пластовых нефтей. Уфа. УНИ. РД 39-11-02-77. 1978. 51 с.
- Дополнение к проекту разработки Орехово-Ермаковского нефтяного месторождения. ЗАО «СТЭМ». Уфа. 2012.
- Дьячук И.А. Влияние статического давления на процесс фильтрации аномально-вязкой нефти. ДепВИНИТИ. М.: 1997. 16 с.
- Технологический проект разработки Белебеевского нефтяного месторождения. ЗАО «СТЭМ». Уфа. 2013.

I.A. Diachuk, E.V. Knyazeva, N.S. Kutukov. **Analysis of the temporary shutdown of production wells in the final stages of development and the approximate estimate of the rate of residual oil accumulation.**

Shutdowns of production wells are analyzed. It is shown that during a shutdown in wells confined to micro-dome elevations of the roof of the reservoir, there is an accumulation of residual oil. These data confirm that in washed part of the reservoir regeneration processes of oil reservoir occur associated with the manifestation of the gravitational pressure gradient and chromatographic processes on the phase boundary. The velocity of movement of native and residual oil in the final stage of development is assessed.

*Key words:* the final stage of development, the gravitational pressure gradient, chromatographic processes at the phase boundary, native oil, residual oil.

Иван Алексеевич Дьячук  
Генеральный директор ЗАО «СТЭМ»

Екатерина Викторовна Князева  
Заведующая отделом разработки нефтяных месторождений ЗАО «СТЭМ»

Никита Сергеевич Кутуков  
Научный сотрудник ЗАО «СТЭМ»

ЗАО «Системные Технологии Эксплуатации Месторождений» (ЗАО «СТЭМ»)  
Уфа, ул. К. Маркса, д. 15/2, оф. 10.  
Тел: 8-347-292-18-53