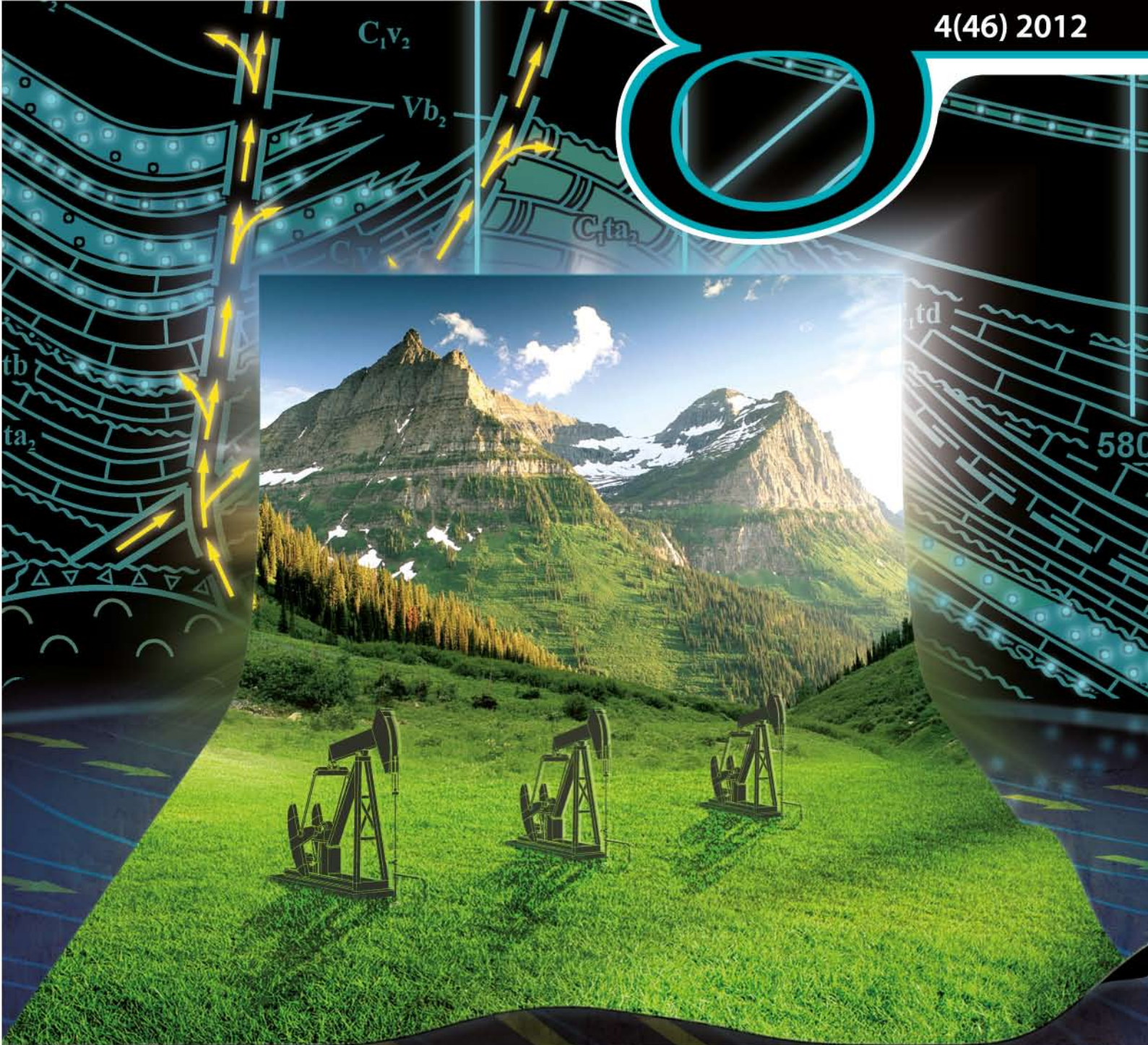


научно-технический журнал
Георесурсы

4(46) 2012



ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН:
РЕЗУЛЬТАТЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

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

Редакционная коллегия:

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

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

Минеральные ресурсы: Р.Х. Муслимов, Д.К. 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. Сабиров, И.А. Ларочкина, В.Г. Изотов, Н.М. Хасанова, О.П. Ермолаев, А.С. Борисов, Ю.А. Волков, Ю.А. Нефедьев

Редакция:

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

Адрес редакции:

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

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

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

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

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

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

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

Подписано в печать 30.08.2012. Тираж 1000
Отпечатано в ЗАО "Издательский Дом "Казанская Недвижимость". Цена договорная
420029, Россия, г. Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, офис 324. Тел/факс: +7 843 5114848
e-mail: 114848@mail.ru

При перепечатке материалов ссылка на журнал «ГЕОРЕСУРСЫ» обязательна.

**Статьи**

- Р.Х. Муслимов*
Совершенствование геологического изучения недр – основа инноваций и модернизации нефтяной отрасли Татарстана в энергостратегии на период до 2030 года 4
- Н.Г. Ибрагимов*
Инновационные технологии добычи нефти 9
- Ю.А. Волков, В.Н. Михайлов*
Актуальные задачи совершенствования научных основ проектирования разработки нефтяных месторождений 12
- Д.К. Нургалиев, В.Е. Косарев, В.М. Мурзакаев, М.С. Тагиров, В.Д. Скирда, В.А. Тюрин, Б.И. Гизатуллин*
Аппаратура ядерного магнитного резонанса для исследования полноразмерных кернов в лабораторных и полевых условиях 16
- В.П. Морозов, И.Н. Плотникова, Р.Х. Закиров, А.Н. Кольчугин, А.В. Кальчева, Э.А. Королев*
Морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов 19
- А.Ф. Шагеев, О.В. Лукьянов, М.А. Шагеев, Р.С. Яруллин, И.И. Иванова, Б.Я. Маргулис, А.В. Семенов*
Новая технология комплексного термохимического воздействия на карбонатные коллектора, содержащие вязкую нефть 22
- Г.С. Хамидуллина, Д.К. Нургалиев, Д.И. Хасанов*
Особенности интерпретации данных электромагнитных зондирований при поисках залежей углеводородов 26
- О.Б. Собанова, И.Л. Федорова, Д.В. Краснов*
Направленная кислотная обработка высокообводненных пластов 31
- Г.В. Романов*
О целевой республиканской программе комплексного освоения месторождений тяжелых нефтей и природных битумов Республики Татарстан 34
- Н.П. Кузьмичев*
Некоторые проблемы инновационного развития нефтяной отрасли промышленности Татарстана 37
- А.В. Трусов, М.Н. Овчинников, Е.А. Марфин*
Особенности распространения и характеристики фильтрационных волн давления при использовании локально-неравновесных моделей 44
- Д.К. Нургалиев, В.Е. Косарев, В.М. Мурзакаев, М.С. Тагиров, В.Д. Скирда*
К вопросу о перспективах создания скважинной аппаратуры ядерного магнитного резонанса с повышенным значением глубинности исследования 49
- В.И. Крючков, Г.И. Губеева, Р.В. Крючков*
Разработка комплексной технологии по воздействию на призабойные зоны обводненных скважин взаимодействующими углеводородными растворителями 52
- И.М. Насибуллин*
Инновационные решения для карбонатных коллекторов с целью проектирования методов стимуляции малодебитных скважин 54

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

Executive Board:

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

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

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

Advisory Board:

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

Editorial Office:

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

Editorial address:

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

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

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

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

The Journal is issued 4 times a year
 Circulation: 1000 copies
 Issue date: 30.08.12
 Printed by «Izdatelsky Dom
 «Kazanskaya Nedvizhimost», JSC
 Sibirsky Tract Street 34, Kazan, 420029, Russia
 build. 4, off. 324. Phone/Fax: +7 843 5114848
 e-mail: 114848@mail.ru

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

articles

R.Kh. Muslimov

Geological study of subsurface resources improvement is the basis of innovations and modernizations of the Republic of Tatarstan oil industry in the Energy Strategy for the period up to 2030 year 4

N.G. Ibragimov

Innovative technologies of oil production 9

Yu.A. Volkov, V.N. Mikhailov

Critical tasks of the improvement of oil fields development design scientific basis 12

D.K. Nurgaliyev, V.E. Kosarev, V.M. Murzakaev, M.S. Tagirov, V.D. Skirda, V.F. Tyurin, B.I. Gizatullin

The nuclear magnetic resonance equipment for the research in laboratory and field conditions of full-sized core samples 16

V.P. Morozov, I.N. Plotnikova, R.Kh. Zakirov, A.N. Kolchugin, A.V. Kalcheva, E.A. Korolev, A.A. Eskin

Morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure 19

A.F. Shageev, O.V. Lukyanov, M.A. Shageev, R.S. Yarullin, I.I. Ivanova, B.Ya. Margulis, A.V. Semenov

The new technology of integrated thermochemical treatment on carbonate reservoir containing viscous oil 22

G.S. Khamidullina, D.K. Nourgaliev, D.I. Khasanov

Peculiarities of the electromagnetic probing data interpretation in the search of hydrocarbon accumulations 26

O.B. Sobanova, I.L. Fedorova, D.V. Krasnov

Directed acid treatment of highly watered strata 31

G.V. Romanov

The objective republican program for the heavy oils and natural bitumen fields integrated development in the territory of the Republic of Tatarstan 34

N.P. Kuzmichev

Certain issues of the oil industry of Tatarstan innovative development 37

A.V. Trusov, M.N. Ovchinnikov, E.A. Marfin

Filtration waves of pressure distribution peculiarities and characteristics during local unbalanced models usage 44

D. K. Nurgaliyev, V.E. Kosarev, V.M. Murzakaev, M.S. Tagirov, V.D. Skirda

Issue of creation perspectives of the nuclear magnetic resonance with increased value of transmission distance borehole instrumentation 49

V.I. Kryuchkov, G.I. Gubeeva, R.V. Kryuchkov

Package technology development for the flooded wells bottom-hole zone treatment by inter-contacting hydrocarbon solvents 52

I.M. Nasibullin

Innovative solutions for carbonate reservoirs with the object of depleted wells stimulation methods design 54

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ НЕДР – ОСНОВА ИННОВАЦИЙ И МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ТАТАРСТАНА В ЭНЕРГОСТРАТЕГИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 ГОДА

Для решения проблем обеспечения запасами нефти на длительную перспективу нужно изменить подход к решению геологических задач. Резервом увеличения извлекаемых запасов на действующих месторождениях являются остаточные запасы нефти «промытых» пластов и участков. Необходимо сформировать понятие рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях и основные принципы рациональной разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях.

Ключевые слова: модернизация нефтяной отрасли, инновационный проект разработки, активные и трудно-извлекаемые запасы, методы увеличения нефтеотдачи.

Прогнозы добычи нефти в мире на ближайшие 20 лет разных авторов и организаций весьма различны (от 2,66 млрд. т до 6 млрд. т в г.). Наиболее реальным представляется рост добычи нефти в 1,3 раза, т.е. до 5 млрд. т в год в 2030 г. Для сравнения – производство газа, угля, ядерной энергии возрастет в 2 раза. Более медленный рост добычи нефти объясняется меньшими ее ресурсами и ограниченными мощностями ее добычи из-за недоинвестирования в течение последних 25 лет (рост добычи составлял 1,6% в год, в то время как рост инвестиций всего 0,8% в год). Но какие бы прогнозы по добыче нефти не делались ясно одно: каждая из 48 основных добывающих нефть стран, дающих около 99% мировой добычи, не хочет снижать, а стремится увеличить добычу нефти, а остальные 48 стран, дающих около 1% мирового производства – тоже мечтают увеличить добычу нефти.

Эпоха дешевой нефти закончилась для стран, не входящих в ОПЕК, в конце прошлого столетия, а в ближайшие 30-35 лет закончится и для стран ОПЕК. Но научно-технический прогресс позволит осваивать залежи трудноизвлекаемой (по западной терминологии некондиционной) нефти (Муслимов, 2009).

Принятой Правительством Энергостратегией РФ (ЭС-2030) на период до 2030 г. предусматривается на максимуме добывать 530-535 млн. т нефти, т.е. даже несколько больше достигнутого в прошлом году 505 млн. т. Это четвертый подобный документ. Три предыдущих были провалены. Мы, как и другие специалисты отрасли, прогнозировали эти провалы. Аналогичная картина и с очередным документом. Здесь не сбалансированы объемы геологоразведочных работ и прироста запасов. Последнее не сбалансировано с объемами добычи. Не учтены особенности поздней стадии разработки основных месторождений, дающих около 80% всей добываемой в стране нефти, занижены темпы ее падения по причине обводнения. В результате сильно занижены инвестиции. Принят позорно низкий КИН (коэффициент извлечения нефти), по существу на уровне достигнутого 0,37. По существу не предусмотрены масштабные инновации и модернизация отрасли. Нет механизмов побуждения к инновациям, к увеличению добычи, налогового стимулирования трудноизвлекаемых запасов (ТЗН), а остаточные запасы действующ

щих месторождений даже не рассматриваются как объекты повышения КИН (Муслимов, 2011а).

Правительство РФ, похоже, поняло ошибочность многих положений ЭС-2030 и поручило составить Генсхему развития отрасли до 2020 г. Лучшие специалисты отрасли, проанализировав ситуацию, пришли к выводу о невозможности достижения планируемой добычи нефти по причине отсутствия необходимого количества подготовленных запасов и убойного для отрасли режима налогообложения. Даже оставление только налога на прибыль, обнулив остальные налоги, не позволит добыть более 350 млн. т нефти в 2030 г. Нужны кардинальные изменения в недропользовании и налогообложении отрасли, и главное для геологоразведочных работ (ГРП).

При обосновании ЭС-2030 по РТ мы проанализировали состояние нефтяной отрасли РТ (запасов и ресурсов нефти, их количество и качество, состояние разбуренности и выработанности, потенциал дальнейшего развития, технологичность и эффективность разработки эксплуатируемых месторождений, соответствие их мировому уровню, недостатки и проблемы), а также постарались избежать ошибок ЭС-2030 РФ.

При этом были вскрыты недостатки и проблемы отрасли. Основные из них следующие:

1. Неуклонное истощение запасов основных эксплуатируемых месторождений, дающих более 75% всей нефти РТ при одновременном ухудшении структуры запасов (доля трудноизвлекаемых запасов – ТЗН – достигла в целом по РТ 80%, а по НКК – 95%).

2. Отсутствие достаточно эффективных технологий разработки ТЗН (темпы их выработки в 5-10 раз ниже активных запасов – АЗН).

3. Возможности прироста запасов за счет традиционных ГРП устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. В настоящее время доля прироста запасов за счет ГРП составляет около 15%, а к 2030 г. она сократится до 10%, а затем и до 5-7% в год. Из них значительная доля будет за счет сверхвысоковязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ) пермских отложений, как наименее изученных к настоящему времени. Следует подчеркнуть, что принятые на учет прогнозные ресурсы РТ можно признать максимально возможными

или даже завышенными.

4. Поздняя стадия разработки наиболее продуктивных месторождений способствует снижению технико-экономических показателей разработки.

5. Применяемые в настоящее время технологии МУН не способствуют какому-то существенному увеличению КИН.

6. Действующая налоговая система не стимулирует развитие ГРР, разработку залежей с ТЗН в сложных горно-геологических условиях, широкому внедрению эффективных МУН, инноваций и модернизации отрасли.

Детальный анализ состояния и структуры запасов и ресурсов РТ по нашей методологии, учитывающей не только количественную, но и качественную их составляющую, а также многовариантные расчеты добычи нефти на основе опробированных реальных методов и технологий разработки и добычи нефти, показал возможность и технико-экономическую эффективность практического сохранения высокой нефтедобычи в РТ на уровне 30 млн. т в год при сохранении достигнутых объемов эксплуатационного бурения на уровне 700 тыс. метров в год (ранее планировалось бурение до 1,25 млн. м в год) (Рисунок).

При этом добыча нефти ведется при 95% воспроизводстве запасов по РТ в целом (Муслимов, 2012) при сравнительно небольших объемах разведочного бурения 50-95 тыс. м, против ранее принятых 200 тыс. м в год.

По всем канонам в условиях РТ, когда непрерывно растет доля ТЗН и происходит истощение запасов действующих месторождений, нужно ВМСБ на уровне 120-125% к добыче нефти.

Но для этого при обычном подходе нет возможностей. Более того к концу планируемого периода мы остаемся с мизерным объемом неоткрытых запасов (даже с учетом ранее не показанных, скрытых запасов нефти и реально возможных запасов СВН и ПБ). Если на начало планируе-

мого периода неоткрытых запасов 393 млн. т, то на конец периода (на 01.01.2031 г.) их останется всего 141,5 млн. т.

Что же делать? Для ответа на этот вопрос обратимся к развитию ОАО «Татнефть» в период рыночных отношений, когда в неимоверно трудных горно-геологических и экономических условиях ОАО «Татнефть» сумела не только удержать, но и нарастить (на более чем 2 млн. т в г) добычу нефти. Это было осуществлено за счет умелого, высокопрофессионального использования созданного в советский период потенциала (огромные мощности по добыче нефти – скважины, нефтяные промыслы, технологии, кадры) и получения в рыночных условиях доступа к зарубежной технике. Техника и технология нефтедобычи в РТ вышла по существу на мировой уровень. Но этого нельзя сказать о геологии. Геология (в первую очередь промысловая) практически за эти годы стагнировала. Правда и в целом по РФ, начиная с 1992 г., геологическая наука и геологическая отрасль все больше и больше приходили в упадок. Геология, которая должна быть предводителем недропользования, теперь в РФ таковой не является.

Обозреватель АПН Татьяна Шлихтер пишет: «Тэковский бизнес, разумеется, не сводится к политике. Но то, что остается за вычетом политики, довольно трудно в полном смысле слова назвать экономикой. Можно сказать, что нефтегазовый бизнес на 90% – это политика плюс геология. А оставшиеся 10% приходится на менеджмент и технологии».

В общем, современные методы добычи, современное оборудование, используемое при добыче, являются классическим примером средних технологий. Это сопоставимо с производством танков...» (Шлихтер, 2005).

Таким образом, все что добыча – это средние технологии, а геология – высокие технологии. В этом объективная сложность изучения геологического строения объектов. В геологии нужно затратить больше усилий, больше творче-

ства, интеллекта, а главное любить это дело и верить в возможности получения объективных результатов.

Для решения проблемы обеспечения запасами нефти на длительную перспективу нужно кардинально изменить подход к решению геологических задач на современном этапе.

Прежде всего, в планируемом периоде следует сосредоточиться на вопросах кардинальной и глубокой переоценки запасов действующих месторождений. В первую очередь, это касается крупнейших месторождений РТ: Ромашкинского и Ново-Елхов-

Кондиции пород-коллекторов по классификации 1962 г.

| Параметры | Породы - неколлекторы | Песчаник | Алеврит |
|---------------------------------|-----------------------|----------|-----------|
| Пористость, m | < 11 | 16-26 | 11-16 |
| Проницаемость, мкм ² | < 0,01 | 0,16-1,5 | 0,01-0,16 |
| Нефтенасыщенность, % | < 50 | > 80 | 50-80 |
| Глинистость, % | > 2 | | |

Кондиции пород-коллекторов по существующей классификации

| Параметры | Породы - неколлекторы | Породы-коллекторы | | |
|---------------------------------|-----------------------|--------------------|------------------------------|------------------|
| | | 1 класс | | 2 класс |
| | | Высокопродуктивные | Высокопродуктивные глинистые | Малопродуктивные |
| Пористость, % | < 12,6 | 17-30 | 17-25 | 12,6-17 |
| Проницаемость, мкм ² | < 0,03 | > 0,1 | > 0,1 | 0,03-0,1 |
| Нефтенасыщенность, % | < 50,0 | 80,5-90,0 | 70-80 | 50,0-80,0 |
| Глинистость, % | | < 2 | > 2,0 | |

Кондиции пород-коллекторов по предлагаемой классификации

| Параметры | Предлагается установить | I | II | III | IV |
|---------------------------------|-------------------------|---------------|--------|--------|---------|
| | | Пористость, % | < 11 | ≥ 18 | ≥ 11 |
| Проницаемость, мкм ² | < 0,001 | ≥ 0,5 | ≥ 0,01 | ≥ 0,01 | ≥ 0,001 |
| Нефтенасыщенность, % | < 50 | | | | |
| Кгл+ал, % | ≥ 20 | < 20 | ≤ 20 | ≤ 20 | ≥ 20 |

Таблица.

ского. Здесь за всю историю кондиционные значения основных объектов разработки пересматривались дважды: в 60-х и в 80-х годах прошлого столетия. За это время накоплен громадный опыт разработки, в том числе с применением новейших технологий. Нужно провести работу по уточнению кондиционных значений пород-коллекторов (по их снижению) и применить новые методы интерпретации геофизических исследований скважин (ГИС), учитывающие природные свойства пластов, обусловленные условиями осадконакопления и последующих преобразований осадочных пород (Таблица) (Долженков, 2007).

В РФ сегодня имеются новые методы интерпретации (ТАВС в системе Cintel), позволяющие по-новому интерпретировать неоднородные пласты, детализируя их геологическое строение. При этом существенно меняется геологическая модель месторождения и появляется возможность целенаправленно проводить геолого-технические мероприятия (ГТМ), что существенно повышает их эффективность (Муслимов, 2009).

Это кропотливая, громадная работа, рассчитанная не менее чем на десять лет, к сожалению, в настоящее время не воспринимается руководством геологической службы. Но цена вопроса огромная – возможное увеличение запасов на крупных, а затем и других месторождениях на 10-15% (а это около 800 млн. т новых неучтенных запасов) только за счет аналитической и научной работы. Будут получены изумительные результаты при ничтожной затрате средств. Однако геологическая служба Татнефти до сих пор не проявляет понимания огромного значения этой работы.

Дальнейшим резервом увеличения извлекаемых запасов на действующих месторождениях являются остаточные запасы нефти (ОЗН) промытых в процессе эксплуатации пластов и участков.

Это запасы выработанных участков, которые согласно нынешним 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 (Муслимов, 2011б). Правда, технологически измененные, что несколько осложняет условия их выработки. В ОАО «Татнефть» давно надо было провести работы по изучению ОЗН с количественной дифференциацией на категории: слабоизмененные и сильнопреобразованные (научные предпосылки для этого были созданы до рыночных реформ). Для первых гораздо легче найти методы извлечения, чем для вторых. 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 ОПР по поискам эффективных методов извлечения ОЗН. В настоящее время в РТ обозначены направления этих работ: гидродинамическими методами с применением системы АСКУ-ВП, разработанной в КФУ под руководством профессора Н.Н. Непримерова; физико-химические МУН на основе композиций ПАВ, разработанные НИИнефтепромхим, методы «безводной» добычи, разработанные Н. Кузьмичевым и др., позволяющие на обводненных до экономического предела участках вести рентабельную добычу, превышающую дебит скважин в 5-10 раз с повышением КИН не менее,

чем на 10 процентных пунктов (пп). 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.

На современном этапе практически все усилия нефтяников РТ должны быть направлены на эффективное применение МУН. Все пути нефтяников ведут к применению МУН, и не просто всяких МУН, а тех, которые наиболее приспособлены для внедрения в конкретных геологических условиях.

Основные недостатки внедрения МУН, приводящие к незначительному увеличению КИН (3-5%), следующие:

1. Нет четкого разделения добычи за счет МУН от добычи за счет интенсификации (ОПЗ).
2. Нет методики оперативного учета прироста запасов за счет МУН.
3. Несистемный подход к внедрению МУН.
4. Отсутствуют крупные проекты внедрения МУН, и в большинстве случаев они внедряются без проектов.
5. В Татнефти крайне осложнен и забюрократизирован доступ исполнителей на участки проведения работ и к информации о геологии и эффективности работ.
6. Отсутствуют приоритеты в применении различных технологий, совершенно не развита система сервисного применения МУН.
7. Превалирует местническо-корыстный подход к их внедрению.

8. В коренном улучшении нуждается работа по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров для углубленного изучения деталей геологического строения нефтяных месторождений и процессов нефтевытеснения, выбора объектов внедрения МУН и геолого-промышленного анализа эффективности этого внедрения.

Отсутствие общепринятых критериев отнесения ГТМ к МУНам приводит к полной вакханалии цифр и не способствует выбору приоритетов и стратегии применения МУН. К ним ряд работников относят и обычные ОПЗ (или стимуляции скважин). Особенно в этом преуспело руководство геологической службы «Татнефти», которое минимум в два раза завышает объемы добычи за счет МУН. При этом получается баснословная добыча за счет МУН (20,6% от всей добычи), что в 2 раза больше, чем в США (Хисамов, 2011). Надо понять простую истину: МУНы – это мероприятия, повышающие нефтеизвлечение, а ОПЗ (или стимуляция) скважин – это восстановление или увеличение добычи за счет интенсификации отборов без увеличения КИН. Даже рассчитанная нами (да и самими геологами «Татнефти») в 2 раза меньшая добыча за счет МУН представляется завышенной из-за неправомерного отнесения к МУН некоторых физических и химических методов (ряд операций ГРП, горизонтального бурения, простой кислотной обработки и т.д.). Так ГРП, проводимое в плотных пластах, не дающих рентабельную нефть, можно отнести к МУН, а в высокопроницаемых пластах оно не эффективно, или даже вредно, так как повышает неоднородность и приводит к преждевременному обводнению и снижению КИН.

Для повышения эффективности внедрения МУН геологической службе «Татнефти» давно надо было заняться

геолого-аналитическими работами по количественной дифференциации ТЗН по выделяемым группам (вязкости нефти, коллекторским свойствам пород, составу пород-коллекторов и др.) (Муслимов, 2012). Это позволит дать научное обоснование приоритетности НИР, ОПР и внедрения новых МУН.

Предлагаемые меры по совершенствованию внедрения МУН:

- Утвердить общепромышленные критерии отнесения ГТМ к МУН;

- Разработать общепромышленную методику оперативного учета прироста запасов за счет МУН;

- В регионах составить программы (на 15-20 лет) по внедрению МУН на основе количественной оценки запасов различных категорий ТЗН, а также ОЗН;

- Внедрение МУН вести в соответствии с проектами, составляя крупные проекты по различным категориям запасов;

- Каждое пятилетие проводить глубокий анализ эффективности применения МУН;

- Предметно заняться работой по подготовке и переподготовке научных и производственных кадров для углубленного изучения деталей геологического строения нефтяных месторождений и процессов нефтевытеснения, выбора объектов внедрения МУН и геолого-промышленного анализа эффективности этого внедрения.

Исходя из сказанного, нужно внести существенные коррективы в проводимые работы. МУН не следует внедрять точно, а подход должен быть системным (внедрение МУН на участках, залежах). Здесь нужны крупные проекты ОПР и ПР:

- по увеличению нефтеотдачи на залежах с карбонатными коллекторами в 1,5-2 раза, по залежам ВВН, увеличение ОЗН;

- внедрение проектов с бурением боковых стволов (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) на Ромашкинском и других месторождениях;

- работа по повышению рентабельности использования бездействующего, малодобитного, высокообводненного фонда скважин (сегодня в РТ мы имеем технологии, позволяющие практически каждую скважину из этих категорий сделать рентабельной, и их надо использовать).

Главным направлением работы по увеличению КИН является проектирование разработки. К сожалению, здесь в отрасли не всё в порядке и более того положение перманентно ухудшается.

Это объясняется произошедшим в прошлом году коренным изменением в РФ службы разработки нефтяных месторождений. Во главе разработки 45 лет стояла Центральная комиссия по разработке нефтяных месторождений, в которую входили выдающиеся ученые и производственники отрасли. Со смертью многолетнего ее председателя Н.Н. Лисовского ЦКР преобразовался в чиновничье-бюрократическую структуру и в ней нет того ядра ученых и специалистов, а специалисты из регионов и НК вообще не включены в состав ЦКР. Председателем является поисковик, ничего не понимающий в разработке. Утеряна преемственность. ЦКР в нынешнем составе не способна направлять ни науку, ни производство, обеспечивая рациональную разработку недр. Последняя составляла главную нашу ценность, благодаря чему СССР довела годовую добычу нефти до уровня 624 млн. т, что в 1,7 раз превышала максимальную годовую добычу США при в 6 раз меньшем фонде скважин.

В настоящее время при выполнении проектов разработки существует масса недостатков. Несмотря на обновление стандартов проектирование по существу ведется на уровне 70-х годов прошлого столетия. Метод аналогии, используемый авторами проектов (особенно это касается геолого-физической характеристики залежи), несовершенство методов моделирования и гидродинамических расчетов (точность их порядка 30%), игнорирование общепризнанных классических методов решения задач разработки, отсутствие глубокого профессионального анализа выработки запасов, контроль и регулирование процессов разработки – это путь в неизвестность. Все перечисленные проблемы приводят не только к непродолжительной «жизни» проектов, но и к разубоживанию запасов нефти.

Кардинальное решение этой проблемы мы связываем с инновационным проектированием разработки нефтяных месторождений (в настоящее время отрабатывается на месторождениях МНК). В этом вопросе научный Татарстан первый и пока единственный в отрасли (Муслимов, 2011в; Муслимов, 2010).

Инновационный проект – это научно-исследовательская работа (НИР) по конкретному месторождению, выполняемая в процессе проектирования разработки. На данном этапе изучаются детали геологического строения объекта и на этой основе подбираются технологии разработки, которые должны в полной мере учитывать особенности геологического строения. Для выполнения проекта нужно в 3-5 раз больше времени (2,5-3 года) и в 8-10 раз

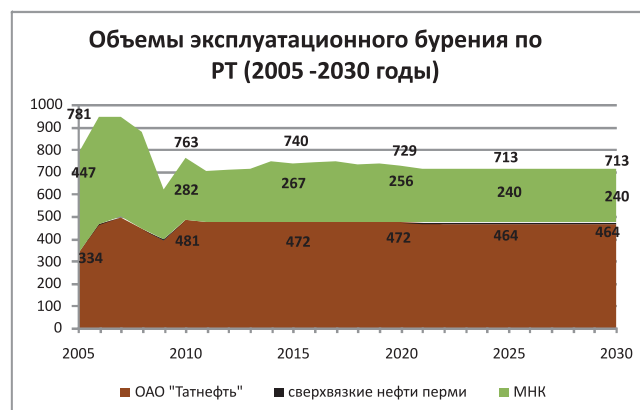
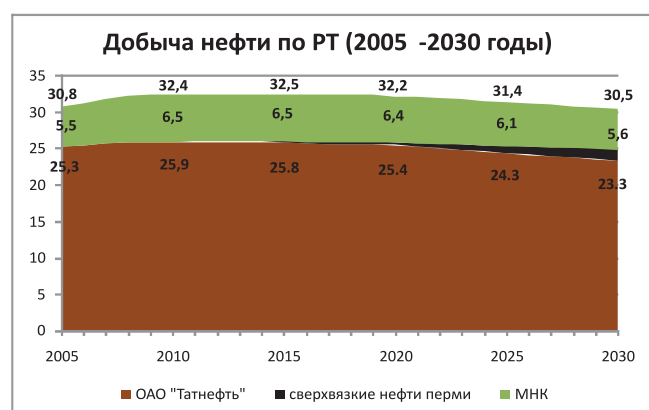


Рисунок. а – Добыча нефти по РТ (2005-2030 гг.), б – Объемы эксплуатационного бурения по РТ (2005-2030 гг.)

больше средств. По существу каждый проект разработки у МНК должен быть инновационным, насыщенным новыми МУН. Все проекты здесь нуждаются в обновлении.

С 2009 г. работы по отработке инновационных методов проектирования разработки ведутся на месторождениях МНК на основе частно-государственного партнерства при поддержке Президента РТ. После их завершения в 2013 г. можно будет тиражировать на все месторождения РТ с ТЗН. Это будущее эффективного и рационального проектирования разработки нефтяных месторождений, методы которого не менялись с 70-х годов прошлого столетия, когда вопросы разработки решались в основном за счет активных запасов нефти.

Непрерывное ухудшение качества (структуры) ресурсной базы Республики Татарстан требует принятия кардинальных мер, направленных на повышение эффективности имеющихся технологий увеличения нефтеотдачи пластов и созданию принципиально новых технологий рациональной разработки нефтяных месторождений на базе новых научных достижений в области геологии, физики, химии, в том числе на наноуровне.

Все это означает, что сейчас необходимо осуществлять модернизацию нефтяной отрасли РТ с насыщением ее инновациями (Муслимов, 2011). На месторождениях МНК отработана система внедрения МУН. Для этого в Казани с участием нескольких ВУЗов и организаций создана межотраслевая лаборатория (МОЛ) с целью выполнения широкого комплекса аналитических работ современными методами исследований, научно-внедренческое предприятие «Волна» (для проведения ОПР), сформирован коллектив исследователей и проектировщиков с участием институтов Казани и АН РТ. Создана научно-аналитическая группа (НАГ) из ведущих ученых и производственников разных специальностей по регулярному рассмотрению предлагаемых технологий. Все вопросы их применения после достаточной проработки решаются на заседаниях Координационного Совета Нефтеконсорциума.

Применительно к нефтяной отрасли понятие модернизации включает, прежде всего, изменение производственных отношений между всеми участниками процесса освоения недр: государством, недропользователями, научными и сервисными организациями. Здесь главная роль отводится государству: нужно создать комфортные условия для развития НК.

Государству нужно особое внимание уделять созданию условий для налоговой стимуляции развития современных третичных и четвертичных МУН (последнее на отработанных участках с остаточными запасами нефти). При этом на дополнительно добытую за счет МУН нефть на действующих месторождениях обнулить НДС и экспортную пошлину, а по новым крупным проектам, связанным с широким внедрением дорогостоящих проектов теплового, газового, водогазового, комплексного воздействия, или крупным проектам довыработки остаточных запасов, на период полной окупаемости проекта полностью освободить от всех налогов. Только в этом случае в РФ будет реальный, не бумажный прогресс в повышении нефтеотдачи. МПР должно понять, что требуется государственное финансирование фундаментальных исследований в области повышения нефтеотдачи за счет средств на ГРР, так как вопрос повышения КИН является второй (пос-

ле традиционных ГРР) составляющей ВМСБ.

Необходимо сформулировать понятие рациональности разработки нефтяных месторождений в рыночных условиях и основные принципы рациональной разработки нефтяных месторождений в различных геологических условиях. Огромное значение для нефтяной отрасли имело бы принятие методического руководства по оценке технологической эффективности МУН и ОПЗ скважин. В настоящее время отсутствуют точные данные о добыче нефти за счет МУН, и нет четкого разделения добычи за счет МУН и ОПЗ. Поэтому объемы дополнительной добычи за счет третичных МУН по стране различными исследователями оцениваются в диапазоне от 1 до 40 млн. т в год и более.

Литература

Долженков В.Н., Хусаинов В.М., Вильданов А.А. Уточнение схемы геолого-промысловой классификации пород-коллекторов горизонта Д1 Ромашкинского месторождения. *Нефтяное хозяйство*. 2007. №12.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования нефтяных месторождений на современном этапе. *Нефть. Газ. Новации*. 2010. №1. 6-11.

Муслимов Р.Х. Еще раз об энергетической стратегии России на период до 2030 г. *Нефтяное хозяйство*. 2011а. №1. 4-8.

Муслимов Р.Х. КИН – его прошлое, настоящее и будущее на месторождениях России. *Бурение и нефть*. 2011б. №2. 27-31.

Муслимов Р.Х. Особенности разведки и разработки нефтяных месторождений в условиях рыночной экономики. Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2009. 727.

Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы нефтяной отрасли в Татарстане. *Георесурсы*. 2011в. 3(39). 4-7.

Муслимов Р.Х. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – основное направление развития нефтяной отрасли России в XXI столетии. *Георесурсы*. 2012. 3(45). 3-8.

Муслимов Р.Х. Применение нанотехнологий на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. *Георесурсы*. 2009. 2(30). 6-9.

Хисамов Р.С. ОАО «Татнефть»: МУН для сверхвязких нефтей недостаточно. *Нефтегазовая вертикаль*. 2011. №5. 46-51.

Шлихтер Т. К. Геоэкономике топливно-энергетического комплекса. Агентство политических новостей (АПН) – www.apn.ru, 2005.

R.Kh. Muslimov. **Geological study of subsurface resources improvement is the basis of innovations and modernizations of the Republic of Tatarstan oil industry in the Energy Strategy for the period up to 2030 year.**

The continuous depreciation of the resource base quality of the Republic of Tatarstan demands for drastic measures, directed to efficiency improvement of the enhanced oil recovery available technologies and creation of fundamentally new technologies of oil fields rational development on the basis of new scientific achievements in the field of geology, physics, chemistry. It is necessary to modernize the oil industry of the Republic of Tatarstan saturating it with innovations. The article describes in details the problems of accepted Energy Strategy for the period up to 2030 year, as well as solutions approach is proposed.

Key words: oil industry, innovative engineering, oil recovery factor, reserves difficult to recover.

Ренат Халиуллович Муслимов

Д.геол.-мин.н., профессор Казанского федерального университета, Консультант Президента Республики Татарстан по разработке нефтяных месторождений.

420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5. Тел.: (843) 233-73-84.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В статье представлены инновационные технологии добычи нефти в ОАО «Татнефть», проанализированы результаты их внедрения на месторождениях компании.

Ключевые слова: инновационные технологии, одновременно-раздельная добыча, термостойкие покрытия, цепные приводы, внутрискважинная сепарация воды и нефти, тепловые методы, энергосбережение.

Основные нефтяные месторождения ОАО «Татнефть» находятся на поздней стадии разработки. За всё время с начала разработки пробурен огромный фонд скважин, требующий громадных ежегодных затрат на содержание. Действующий фонд у нас более 20348 скважин, при этом средний дебит скважин сегодня – всего около 4 т/сут, средняя обводненность на протяжении ряда последних лет удерживается на уровне 83,5 %. Усложнение условий эксплуатации скважин, неуклонный рост цен на материалы, электроэнергию, оборудование ведет к неизбежному росту затрат на добычу нефти. В этих условиях только опираясь на достижения науки, инновационные технологии можно оставаться конкурентоспособной компанией.

Интегральным показателем уровня технологической работы в компании является межремонтный (МРП) период работы скважин, который за последние годы неуклонно растет и на сегодня является самым высоким среди крупных нефтедобывающих компаний России (Рис. 1), однако в некоторых ведущих зарубежных компаниях, в частности, в США, этот показатель существенно выше, и нам есть к чему стремиться.

Сегодня могут быть сформулированы проблемы, от решения которых зависит экономическое благополучие не только нефтедобывающих предприятий, но и всей нашей республики.

1. Большой проблемой является эксплуатация малодобитного фонда добывающих скважин. Сегодня фонд добывающих скважин с дебитом нефти менее 1 т/сут достиг 4895 шт., причем количество работающих скважин, эксплуатация которых при существующем положении является убыточной, превышает 2600 шт. С точки зрения экономики они должны быть остановлены, но поскольку эти скважи-

ны участвуют в системе разработки залежей, их остановка может нарушить систему эффективной выработки залежей и, в конечном счете, привести к снижению нефтеотдачи.

ОАО «Татнефть» готово рассматривать предложения по способам и технологиям, обеспечивающим повышение дебита таких скважин, снижению затрат на их эксплуатацию на основе рассмотрения ТЭО, обосновывающего реальную возможность перевода таких скважин из катего-



Рис. 2. Динамика удельной частоты порывов нефтепроводов.

рии убыточных в рентабельные.

2. В «Татнефти» проделана огромная работа по повышению надежности нефтепромышленных трубопроводов, как за счет сокращения протяженности систем нефтесбора и ППД, так и за счет массового применения труб с защитным внутренним и наружным покрытиями, что позволило выйти на сравнительно низкие показатели порывности трубопроводов (Рис. 2).

Однако условия эксплуатации меняются, в частности, при разработке месторождений высоковязкой нефти и природных битумов неизбежно возникает потребность в термостойких системах антикоррозионных покрытий, обладающих необходимой надежностью и долговечностью и имеющих меньшую стоимость по сравнению с импортными. Мы нуждаемся в составах и технологиях нанесения термостойких полимерных или иных покрытий для защиты от коррозии нефтепромышленных трубопроводов, НКТ и технологического оборудования, создании составов и технологий для эффективной теплоизоляции линейных трубопроводов, НКТ и технологического оборудования, также на основе разработанного ТЭО, показывающего реальный экономический результат от их применения на практике.

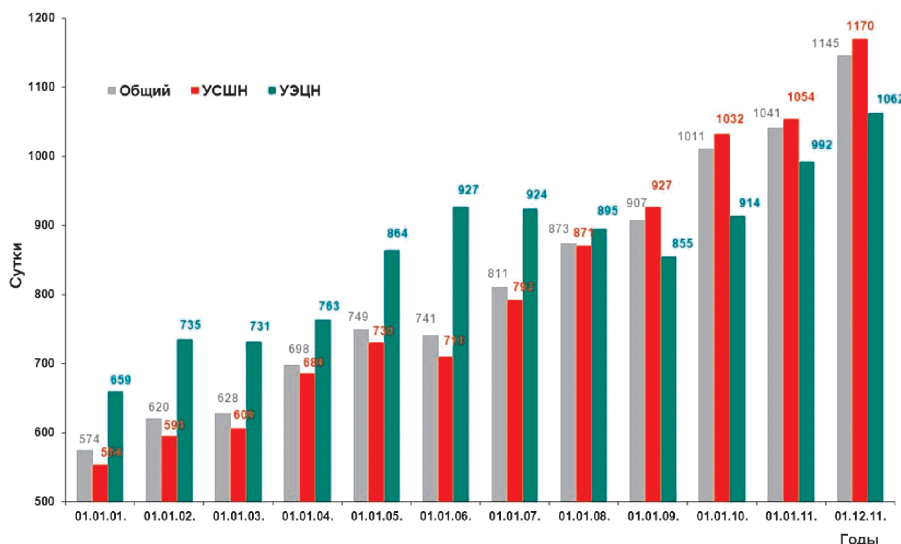


Рис. 1. Показатели МРП работы нефтяных скважин ОАО «Татнефть».

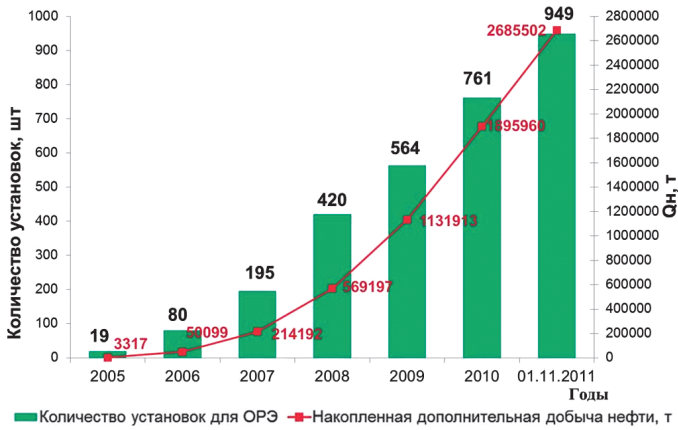


Рис. 3. Динамика внедрения установок ОРЭ в ОАО «Татнефть».

3. ОАО «Татнефть» уделяет серьезное внимание вопросам энергоэффективности и ресурсо- и энергосбережения. В компании реализуется уже вторая комплексная программа энергосбережения, организовано производство и масштабное применение энергоэффективного оборудования и технологий.

Примером может служить разработка и масштабное внедрение одновременно-раздельной добычи (ОРД). Оборудование и технологии защищены 30 патентами на изобретения. Динамика внедрения установок ОРЭ в ОАО «Татнефть» приведена на рис. 3.

Эти эффективные технологии, позволяющие сократить бурение скважин и получить дополнительную добычу нефти, внедряются и в независимых нефтяных компаниях Татарстана (Рис. 4), однако объемы и темпы внедрения технологий в ННК могли бы быть существенно выше.

Другими масштабными решениями являются разработка, производство и применение цепных приводов ШГН. Особенно эффективным является их применение на осложненном фонде скважин. Анализ по скважинам «Татнефти» показал, что после их внедрения экономия удельного энергопотребления составляет по сравнению с УШГН с балансирными станками-качалками 13-20 %, а по сравнению с установками штанговых винтовых насосов – 35 %. Применение приводов ПЦ 80 с длиной хода 6 м по сравнению с УЭЦН позволяет получить более чем двукратную экономию электроэнергии. Объемы применения цепных приводов приведены на рис. 5.

Работоспособность приводов во многом определяется качеством тяговой цепи. Мы были вынуждены полностью перейти на импортные цепи, цена которых очень высока, поэтому актуальным является вопрос перемещения, но, естественно, без потери качества приемлемой по цене отечественной тяговой цепи с применением современных решений по созданию «беззносных» шарниров является весьма актуальным и не только для цепных приводов ШГН.

Много проблем возникает при эксплуатации высокообводненных скважин, особенно с высоковязкой нефтью. В результате многолетней работы у нас разработан, защищен 10 патентами на изобретения, опробован в промысловых условиях и внедряется целый комплекс технологий

| Организация | Кол-во скважин | Организация | Кол-во скважин |
|--------------------------|----------------|---------------------|----------------|
| ЗАО «Кара-Алтын» | 68 | СМП «Нефтегаз» | 5 |
| ЗАО «ТатОйлГаз» | 55 | ЗАО «ОхтинОйл» | 5 |
| ЗАО «Троицкнефть» | 23 | ТАТЕХ | 3 |
| ЗАО «АлОйл» | 21 | Промгеотех | 2 |
| ОАО «ТНП-Экозеевнефть» | 20 | ОАО «Гриц» | 2 |
| ООО «Карбон-Ойл» | 10 | Кондурчанефть | 2 |
| ООО «Карбон-Нефтесервис» | 9 | ИделОйл | 1 |
| ЗАО «ХИТР» | 8 | МакОйл | 1 |
| ТрансОйл | 8 | ООО «БлагодаровОйл» | 1 |

Рис. 4. Внедрение ОРД в нефтяных компаниях Татарстана.

| Тип цепного привода | ОАО «Татнефть» | | ННК РТ | | Сторонние нефтяные компании |
|---------------------------|------------------------------|---------------------------------|------------------------------|---------------------------------|-----------------------------|
| | Фонд приводов на 01.11.11 г. | Планируется внедрение в 2011 г. | Фонд приводов на 01.11.11 г. | Планируется внедрение в 2011 г. | |
| ПЦ 60 (с длиной хода 3 м) | 1045 | 140 | 199 | 5 | 19 |
| ПЦ 80 (с длиной хода 6 м) | 304 | 42 | 14 | 11 | 20 |
| Итого: | 1349 | 182 | 213 | 16 | 39 |

Рис. 5. Объемы применения цепных приводов.

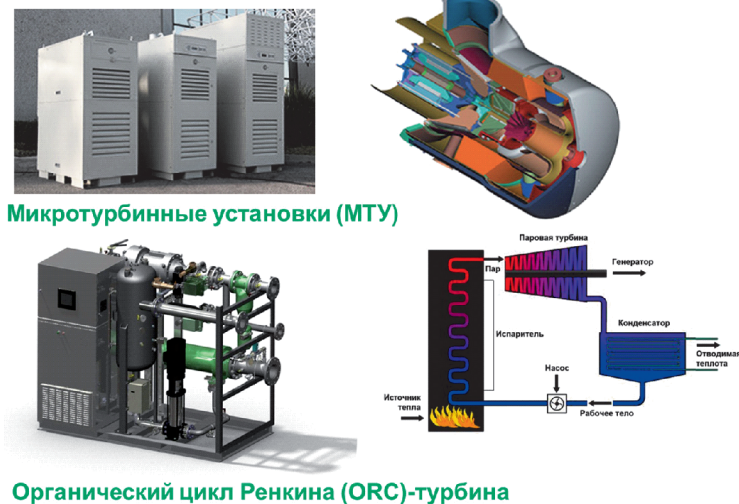
и оборудования на основе использования эффекта внутрискважинной гравитационной сепарации нефти и попутной воды (Рис. 6).

Считаю, что эти инновационные разработки могут найти достойное применение и в ННК. Над аналогичными разработками работают и другие ученые, при положительных результатах ТЭО мы готовы испытать и эти разработки.

Большие резервы энергосбережения есть и в технологических процессах подготовки продукции скважин. Представляется актуальной разработка технологий использования низкопотенциального тепла в процессах добычи и подготовки нефти (тепла добываемой продукции, вторичного тепла после аппаратов подготовки нефти и воды и т. д.). В настоящее время нами на основе проработки мирового опыта выбраны для создания ОАО «Татнефть» СП на ОЭЗ «Алабуга» микротурбинные установки Cupstone, позволяющие утилизировать с выработкой электрической энергии попутные нефтяные газы, содержащие сероводород, ORC-турбины для выработки электрической энергии из низкопотенциальных источников (Рис. 7).



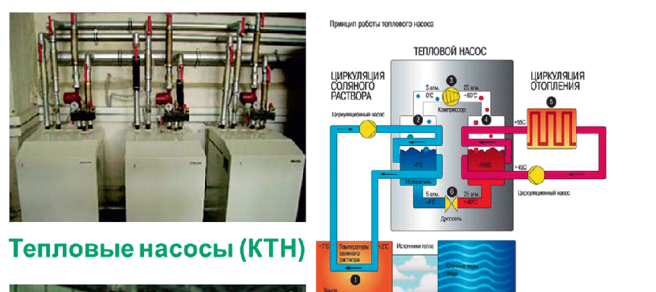
Рис. 6. Направление использования метода внутрискважинной гравитационной сепарации.



Микротурбинные установки (MTU)

Органический цикл Ренкина (ORC)-турбина

Рис. 7. Технологические элементы выработки электроэнергии. Назначение: 1. утилизация ПНГ, содержащего сероводород; 2. выработка электроэнергии из низкопотенциальных тепловых источников.



Тепловые насосы (КТН)



Абсорбционные холодильные машины (АБХМ)

Рис. 8. Элементы и схема использования тепловых насосов. Назначение: 1. экономия тепловых ресурсов за счет использования низкопотенциальных источников энергии; 2. охлаждение товарной нефти с одновременной экономией тепловой энергии (топливного газа).

Кроме того, нами проведена оценка использования тепловых насосов, позволяющих вырабатывать тепловую энергию из низкопотенциальных источников, и абсорбционных холодильных машин, в частности, для соблюдения требований «Транснефти» и т. д.

Актуальными для нас являются создание импортозамещающих технологий и производство установок выработки электроэнергии с использованием сернистого попутного газа и технологий с применением тепловых насосов (Рис. 8). Естественно, что необходимыми условиями реализации проектов являются их экономическая эффективность и быстрая окупаемость затрат. Наши машиностроительные проектные и производственные предприятия должны помочь нам в расширении объемов применения на основе максимального удешевления за счет собственных разработок, может быть, для начала, локализацией производства узлов этой передовой техники.

4. Необходимость разработки запасов высоковязкой нефти, в том числе в карбонатных отложениях, требует эффективного способа доставки тепла в продуктивный пласт. Кардинальным решением вопроса явилось бы создание эффективного управляемого и надежного забойного парогенератора для условий стационарного применения при разработке трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти на глубинах более 800 м, в частности, в башкирских отложениях, и систем подготовки попутной воды для повторного (оборотного) применения. Льгота по НДС (ставка = 0 при вязкости более 200 мПа·с) является существенным стимулом развития технологий для таких условий.

5. Льготирование государством добычи высоковязкой нефти, применение тепловых методов разработки, требования по учету и использованию попутного нефтяного газа делают особенно актуальными разработку методов и создание экономически приемлемых средств учета для многофазной продукции скважин (многофазные анализаторы потока для определения в реальном времени расхода, обводненности, газового фактора и компонентного состава нефти, приборы коммерческого учета и т.д.), в том числе для месторождений, разрабатываемых тепловыми методами. Разработка недорогой и надёжной технологии по учёту добываемой газожидкостной смеси, отвечающей требованиям национального стандарта по учёту добываемой жидкости и газа, контролю уровней жидкостей в технологических отстойниках является крайне востребованной в производстве.

6. Из других обозначу лишь еще два актуальных для нас направления:

- разработка новых эффективных и малозатратных методов, материалов и технологий восстановления узлов и деталей нефтепромыслового оборудования (цилиндров, плунжеров насосов, штоков и поршней гидроцилиндров, рабочих валов и колёс насосов ЦНС и т. п.);

- разработка методов и эффективной системы обнаружения утечек и врезок в нефтепромысловые трубопроводы.

В заключение считаю необходимым отметить, что мы открыты для всех прогрессивных предложений, приносящих прибыль компании, а значит, формирующих значительную долю бюджета нашей республики.

N.G. Ibragimov. **Innovative technologies of oil production.**

This article shows innovative technologies of oil production in the JSC «Tatneft», the results of their implementation on the oil fields of company were analyzed.

Keywords: innovative technologies, thermal treatment of formation, simultaneous-separated pumping, chain transmission, heat resistant, borehole separation of oil and water, energy saving.

Наиль Габдулбариевич Ибрагимов

Д.тех.н., первый заместитель генерального директора по производству – главный инженер ОАО «Татнефть»

423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: 8(88553)30-71-02.

АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НАУЧНЫХ ОСНОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Вектор приоритетного развития нефтедобывающей отрасли должен быть направлен не только на создание инновационных проектных документов, но и на формирование (организацию) таких отношений недропользователей с «нефтяной наукой» и государством, которые бы обеспечивали наиболее полную реализацию на практике решений, закладываемых в эти документы.

Ключевые слова: инновационное проектирование, опережающие научные исследования, итерационная методика геолого-гидродинамического моделирования, универсальная схема организации научно-исследовательских работ.

Выступая в июне 2009 года на заседании комиссии по модернизации и технологическому развитию экономики, президент России подчеркнул, что нашим главным преимуществом на сегодняшний день являются интеллект и способность к новаторству. Действительно, этого у нас хватает. Но, к сожалению, пока нам ещё редко удаётся **организовать** дело так, чтобы после «точного» использования «наших преимуществ» на своих предприятиях, мы могли бы начать их широкомасштабное внедрение на аналогичных предприятиях России и за рубежом. Иначе говоря, мы не умеем быстро оформлять и «упаковывать», превращать в дорогостоящий «товар» результаты нашей интеллектуальной деятельности, не можем превращать «наши преимущества» в интеллектуальный капитал. Исходя из этого, в (Муслимов, 2010а; Муслимов, 2010в) была поддержана идея внедрения инноваций в любой отрасли не только с помощью финансовых мер, но и через оперативную разработку и ввод в действие достаточно жёстких стандартов, нормативов и технических регламентов.

В настоящее время проектирование разработки нефтяных месторождений ведётся на основе руководящих документов (РД), введённых в действие ещё в 70-х годах прошлого века. Конечно, некоторые дополнения к ним, в связи с переходом на рыночные условия хозяйствования, были сделаны, например, в (Методические рекомендации..., 2007). Однако понятия и принципы рациональной разработки нефтяных месторождений, сформированные в советское время для командно-административных отношений, в современных рыночных условиях хозяйствования всё равно оказываются не работающими. В «Национальном стандарте по проектированию разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» эти принципы также однозначно не сформулированы, и на их реализацию в полной мере этот документ не нацелен. Не действуют сегодня и «Правила разработки нефтяных месторождений» советского периода. Таким образом, отрасль оказалась без фундаментальной основы для решения задач проектирования разработки нефтяных месторождений и сейчас это проектирование ведётся даже не так же, а хуже, чем 30-40 лет тому назад: в рыночных условиях недропользователи вынуждены на всём «экономить» и, конечно же, проще всего это делать на науке. Тем более, что у нас в этом деле «богатый опыт» – на науке мы экономим уже давно и всюду, где только можно. И если говорить конкретно о

нефтедобывающей отрасли (НДО), то результатом такой «экономии» здесь является существенное, в 1,5-2 раза, снижение, за прошедшие более чем 50 лет, проектной нефтеотдачи, в то время, как в США в течение всего этого времени наблюдался её неуклонный рост.

Складывается парадоксальная ситуация: техника и технология нефтедобычи неуклонно развиваются, а коэффициент извлечения нефти (КИН) снижается. Основные причины этого:

во-первых, слабое изучение на стадии составления очередных проектных документов детального геологического строения нефтяных месторождений (залей) промыслово-гидродинамическими, промыслово-геофизическими, лабораторными и полевыми (геофизическими и геологическими) методами;

во-вторых, неадекватный реальному геологическому строению подбор технологий разработки и методов увеличения нефтеотдачи пластов;

в-третьих, невозможность детальной проработки вопросов применения современных технологий в условиях сжатых сроков, отводимых исполнителям на проектирование и недостаточное финансирование исполнителей.

Такое состояние дел приводит к снижению эффективности внедрения в практику нефтедобычи не только новых, но и любых других технологий, «потребность» в которых испытывает каждое конкретное месторождение. А затем наступает потеря интереса к дальнейшему внедрению этих технологий и со стороны нефтяных компаний.

Проекты, технологические схемы и другие документы на управление разработкой и обустройство нефтяных месторождений являются наиболее наукоёмкими продуктами НДО. По крайней мере, они **должны быть** таковыми. Именно через них должно осуществляться внедрение в практику всего самого нового и передового.

Иначе говоря, вектор приоритетного развития НДО на стадии формирования её инновационной инфраструктуры должен быть нацелен на разработку требований к составлению не обычных (как это делается!), а инновационных (как должно быть!) проектных документов. При этом основные трудности, которые надо будет преодолевать, **на начальном этапе** создания таких проектов, будут связаны не столько с отсутствием требуемых технологий воздействия на пласт или требуемых геолого-промысловых и геолого-геофизических данных, сколько с **организацией ис-**

полнения опережающих (предпроектных) научно-исследовательских и опытно-промышленных работ (НИОПР) (Волков, 2009).

В идеале, по-видимому, надо стремиться к тому, чтобы заготовка всех данных для оформления требуемых в нужный момент документов на разработку и обустройство нефтяных месторождений была как бы «погружена» в общий непрерывный (итерационный!) исследовательский процесс, протекающий в каждой проектной организации по схеме, представленной на рисунке.

Естественно, что в таком случае под «данными для оформления» следует понимать те самые таблицы, рисунки, разделы и пр., которые должен содержать проектный документ в соответствии с требованием действующих РД. Тогда весь непрерывно протекающий исследовательский процесс, должен быть нацелен, прежде всего, на то, чтобы заранее формировать для каждого из курируемых месторождений именно эти таблицы, рисунки и разделы. В таком случае срок предоставления недропользователю требуемого для утверждения проектного документа будет определяться лишь степенью «нестандартности» задачи, поставленной им перед командой Исполнителей.

Отметим, что вопросы организации работы над проектными документами для НДО являются в настоящее время действительно актуальными и в последнее время они обсуждались не только в (Волков, 2009) в связи с проблемой организации инновационного проектирования, но и, например, в (Глазунов, 2007; Хасанов и др., 2008).

Что же касается Универсальной схемы (Рисунок), то впервые, как уже было сказано в (Волков, 2009), в самом общем виде она была озвучена в 1982-1984 гг., а затем неоднократно упоминалась и «растолковывалась» в публикациях в связи с её использованием при выполнении конкретных работ. В частности, фактически именно эта схема лежала в основе организации работы многопрофильного коллектива специалистов над проблемой обоснования систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами (Волков, 2002). С 2003 года в ООО «ЦСМРнефть» при АН РТ по заданию ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУ-КОЙЛ-Западная Сибирь» была начата работа ещё над одной «инновационной» темой, которая также развивается по схеме аналогичной той, что представлена на рисунке (Иванов и др., 2009; Михайлов и др., 2011).

Оригинальность (новизна) данной схемы – в наличии двух качественно различных вариантов перехода от одного этапа к другому. Достаточно обоснованные переходы (1, 2, ..., 15) осуществляются по уже отработанным критериям e_1, e_2, \dots, e_5 , которые, в частности, могут характеризовать точность описания отдельных процессов или их совокупности, достигаемую за счёт: обобщения имеющихся опытных данных; «итераций» по циклам 1, 2, ..., 15; сопоставления между собой данных вычислительных, лабораторных (физических, стендовых) и промысловых экспериментов.

Очевидно, что на любых стадиях для оптимизации хода исследований должны быть допустимы так же интуитивные («слепые») переходы от одного этапа к другому – переходы I, II, ..., V на рисунке. Такие переходы, не подкреплённые пока ещё количественным расчётом, необходимы для скорейшего приобретения опыта практического использования создаваемой технологии, строящейся

петрофизической, геологической или гидродинамической (ГДМ) модели и пр. Постепенно (на каждой следующей итерации) слепых переходов будет всё меньше, а теоретическое описание создаваемой технологии (или модели) – всё более адекватным реальности.

Реализация предлагаемого подхода позволит существенно сократить сроки воссоединения накапливаемых знаний с богатым опытом (интуицией) различных специалистов и синтезировать их в виде компьютерных программ, доступных для широкого круга специалистов-практиков. Количество и содержание этапов в схеме, в зависимости от объекта и целей исследования, могут быть различными. При этом её форма (структура) – не изменится. Схема, аналогичная представленной на рисунке, может быть использована не только при проектировании разработки нефтяных месторождений, но и для проектирования их разработки в сочетании с обустройством, и, даже, для мониторинга исполнения всей цепочки работ от поиска-разведки до реализации добытого и переработанного сырья. Разумеется, что в последнем случае число коллективов, «ввинченных» в процесс взаимодействия между собой по этой схеме, может стать очень большим. Они могут находиться в разных городах и, даже, в разных странах. Но если функции всех этих коллективов и каждого «ввинченного» в работу по схеме специалиста будут достаточно чётко регламентированы или просто «вшиты» в соответствующее программное обеспечение, то управление процессом создания любого конечного продукта можно автоматизировать. Причём, прямо по соответствующей Универсальной схеме, которая в таком случае может стать основой алгоритма для разработки автоматизированных систем (АИС, АСУ и пр.).

Работая в едином информационном пространстве любой, казалось бы, «разношёрстный» или состоящий из отдельных групп, коллектив может стать единой командой, решающей на требуемом уровне все (предусмотренные должностными инструкциями, положениями, стандартами и прочими регламентирующими документами) производственные задачи, и достигающей требуемых экономических результатов.

Одним из наиболее «узких мест» в деле проектирования разработки нефтяных месторождений является геолого-гидродинамическое моделирование. Можно ли расширить это «место» с помощью предлагаемого выше подхода к организации работы?

Главной причиной построения некачественных ГДМ является несовершенство стандартного графа обработки данных. По существу, на сегодняшний день, как это следует из (Глазунов, 2007), стандартный граф обработки всех имеющихся данных является линейным:

- 1) на основе интерпретации ГИС геофизики определяют фильтрационно-емкостные характеристики пластов;
- 2) геологи коррелируют геологические тела и создают объемную модель залежи;
- 3) математики совместно с промысловыми геологами адаптируют гидродинамическую модель по данным разработки.

Выполнение таких этапов работы отдельными группами разных специалистов на основе анализа разных подмножеств исходных данных не позволяет обнаруживать и исправлять ошибки, допущенные на предыдущих этапах.

Более того, вполне вероятно, что вместо корректировки модели на каждом из этапов в сторону её улучшения, мы будем иметь лишь частичную (кажущуюся) компенсацию соответствующих ошибок, а фактически при этом будут допускаться новые еще более «вредные» ошибки.

Для реального исправления ошибок, допускаемых на каждом этапе, как это было отмечено в (Иванов и др., 2009; Михайлов и др., 2011), алгоритм создания оптимальной ГДМ должен быть итерационным. При этом на промежуточных циклах общего итерационного процесса появляются такие дополнительные этапы, как:

- 4) выявление ошибок исходной геологической модели;
- 5) корректировка петрофизических зависимостей и интерпретационной модели ГИС по данным разработки;
- 6) корректировка границ геологических тел по данным разработки.

Чем больше вариантов рассмотрено, тем больше вероятность того, что принятый окончательный вариант ГДМ будет более адекватен реальному объекту разработки.

Однако в повседневной практике данный алгоритм, построения оптимальной ГДМ, предполагающий многократную адаптацию ГДМ по данным истории разработки, является труднореализуемым: процесс гидродинамического моделирования становится длительным, в то время как срок исполнения подобных работ бывает, как правило, ограничен экономическими факторами.

В связи с этим стала очевидна необходимость создания оперативной методики уточнения геолого-петрофизических параметров, основанной на реализации многомодельного подхода и позволяющей многократно оценивать качество геологической модели на основе совместной обработки геолого-геофизических и промысловых данных, вносить необходимые корректировки в петрофизические зависимости и в геометрию залежей. Было показано, что соответствующий блок геолого-промыслового анализа должен включать в себя использование хорошо зарекомендовавших себя на практике методик геолого-промыслового анализа, которые позволяют без построения полномасштабной ГДМ получать важную информацию о геологическом строении и фильтрационно-емкостных параметрах резервуара. Перечень используемых методик может расширяться и зависит от предпочтений и технических возможностей исполнителей (Иванов и др., 2009; Михайлов и др., 2011).

Работа над инновационным проектным документом должна заканчиваться не только отчётом в соответствии с РД, но также оформлением:

- специального тома с изложением результатов исследований, проведённых в процессе инновационного проектирования, как это было впервые сделано, в дополнении к технологической схеме разработки Ново-Шешминского месторождения горизонтальными скважинами (Волков и др., 1993);

- «пакета» патентов, свидетельств на программы для ЭВМ, «ноу-хау» и пр., по тем технологиям, которые должны быть внедрены или опробованы при реализации данного проекта и правообладателями которых могут стать Заказчик, Заказчик вместе с Исполнителем или Заказчик с авторами.

Конечно, медленное продвижение «государственных служб» в части принятия таких законов, которые бы спо-

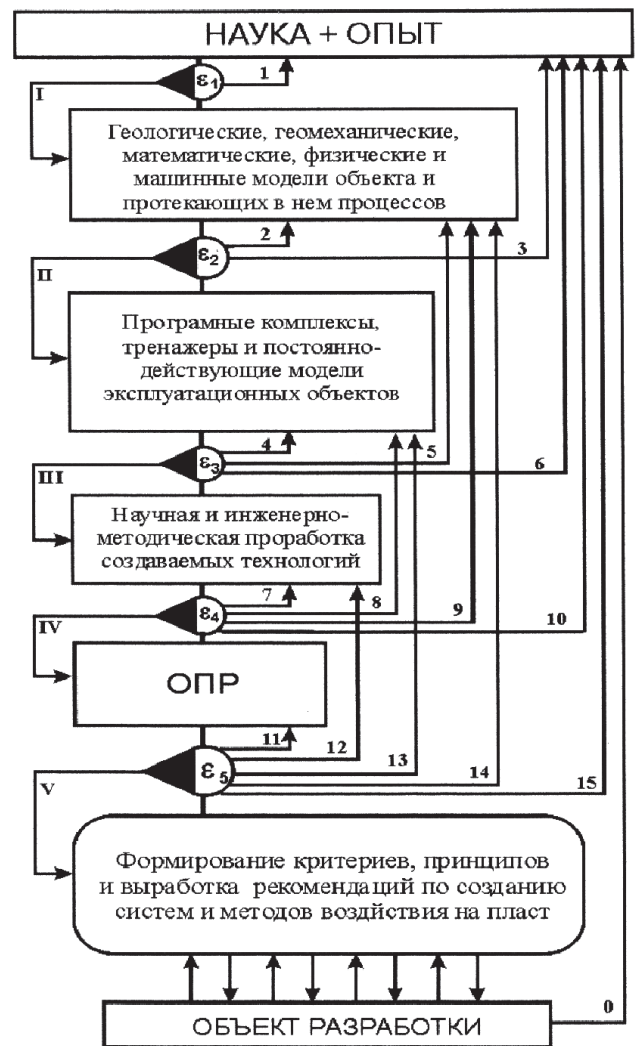


Рисунок. Универсальная схема организации НИОПР, рекомендованная в (Муслимов, 2010в) для инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений.

собствовали заинтересованности предприятий в формировании и активизации работы со своими нематериальными активами (НМА), является сегодня пока что одним из сдерживающих факторов выхода этих предприятий со своими наработками и, прежде всего, предприятий нефтедобывающей отрасли, на «рынок инноваций». К сожалению, у нас такого рынка ещё нет.

Но его и не будет, если каждое из более-менее наукоёмких производств не начнёт создавать свой коммерческий реестр интеллектуальной собственности и не начнёт, вместе со всеми инноваторами, «биться» за создание государством выгодных для себя условий коммерциализации своих НМА.

Следует учесть так же, что государство в последнее время, всё-таки, уже прилагает не малые усилия, направленные на оптимизацию управления имеющимися в стране интеллектуальными ресурсами. Что-то уже получается (это мы видим), что-то ещё должно получиться. Следовательно, обрабатывая технологию **инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений**, надо иметь в виду, что реализация соответствующих проектов должна создавать в дальнейшем максимально выгодные условия для всех участников этого процесса (Заказчики, Исполнители, Авторы, содействующие лица и пр.). Причём (что опять же очень существенно!) максимально выгодные условия для

членов перечисленной команды должны создаваться как при коммерциализации объектов созданной ими интеллектуальной собственности, так и при развитии этой «командой» своих дальнейших исследований.

Как показывает опыт, нефтяные месторождения, отличаются большим многообразием геологических условий. Проведенный академиком Р.Х.Муслимовым анализ этого многообразия позволил дать геолого-промысловую классификацию залежей нефти по обобщающему критерию – структуре запасов. В основу этой классификации было положено принятое в геолого-промысловой практике деление запасов на активные запасы нефти (АЗН) и трудноизвлекаемые запасы (ТИЗН). Исходя из этого, были выделены две основные группы залежей: первая группа, содержащая преимущественно АЗН; вторая – преимущественно ТИЗН. Особенности геологического строения месторождений оказывают определяющее влияние на выбор и эффективность систем разработки. Поэтому путем обобщения опыта разработки нефтяных месторождений Татарстана и Волго-Уральской провинции, нами выработаны принципы разработки применительно именно к этим двум группам.

При этом мы, как и 18 лет тому назад (Муслимов и др., 1994), исходим из того, что истинно геологические запасы наших месторождений не знает никто. Дело в том, что при формировании геофизических каталогов для подсчета запасов и для проектирования разработки нефтяных месторождений в расчёт всегда брали (и до сих пор берут) лишь «кондиционные» (по толщине прослоя, по проницаемости, по насыщенности нефтью) запасы. Именно эти запасы недропользователи всегда принимали на баланс и в дальнейшем, иногда даже в официальных документах, называли не только «балансовыми», но и «геологическими». Что же касается «истинно геологических запасов», то чтобы даже не сосчитать, а лишь оценить их, например, по Ромашкинскому месторождению, необходимо выполнить огромную работу по переинтерпретации всего накопленного геолого-геофизического и геолого-промыслового материала.

Если же при этом стремиться к формированию представлений о распределении этих запасов в объёме залежи, то для этого надо:

- спланировать и провести дополнительные геофизические исследования в скважинах;
- отобрать и всесторонне исследовать новый керн;
- правильно выделить соответствующие геологические тела;
- провести специальные исследования свойств насыщающих пласт жидкостей и характера (механизмов) их взаимодействия с породой;
- «подтянуть» к проведению всех этих работ самую «продвинутую» науку и т.д.

Собственно, именно в этом и будет суть первого витка (цикла) инновационного проектирования, которое целесообразно начинать с проектирования разработки небольших и достаточно хорошо изученных месторождений, с разработки проектов под ГТМ и т.д. Конечно, реализация каждого из таких проектов будет способствовать, прежде всего, накоплению новых знаний о конкретно рассматриваемых объектах. Но несомненно, что при этом будет так же набираться ещё и тот опыт, обобщение которого

позволит создать требуемые научные основы и, возможно, уже в недалёком будущем, взяться за создание инновационного проекта разработки, например, Бавлинского или даже Ромашкинского месторождения.

Предварительные исследования, выполненные под руководством Р.Х.Муслимова в 1998-2008гг., показали (Муслимов, 2010в; Муслимов и др., 1998; Муслимов, 2010б), что изменение методики построения геологической модели Ромашкинского месторождения и переоценка его запасов с вышеизложенных позиций, а так же дальнейшая доразведка в сочетании с увеличением КИН, позволяют увеличить его извлекаемые запасы не менее, чем на 770 млн. тонн и продлить срок разработки до 250 лет.

Литература

Волков Ю.А., Карпова Л.Г., Глазов А.В., Давыдов Р.М., Кудрявцев Г.В., Никифоров А.И., Салихов А.Г., Степанов В.П., Розенберг И.Б., Шайхутдинов Р.С., Шалин П.А. Второе дополнение к технологической схеме разработки Ново-Шешминского месторождения с применением горизонтального бурения и полимерного заводнения. Отчёт по договорам 22.091 и 4.92. Кн.1 (Исследования). Казань: фонд ООО «ЦСМРнефть». 1993. 106.

Волков Ю.А. О развитии и основных результатах исследований по проблеме обоснования систем разработки нефтяных месторождений горизонтальными и наклонно направленными скважинами. *Интервал*. 2002. № 2 (37). 67-70.

Волков Ю.А. Об организации инновационного проектирования разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. *«Нефть. Газ. Новации»*. 2009. №7. 22-26.

Глазунов А.Н. Проблемы организации производства при построении и сопровождении геолого-гидродинамических моделей, подсчёте запасов и проектировании разработки нефтегазовых месторождений. *Нефтегазовое дело: Электронный научный журнал* (<http://www.ogbus.ru>). 2007. 8.

Иванов С.А., Скачек К.Г., Михайлов В.Н., Волков Ю.А. Оперативная методика совместной обработки ГИС и промысловых данных для уточнения площадного распределения остаточных запасов длительно эксплуатируемых нефтяных месторождений. *Инновационные технологии в геологии и разработке углеводородов: Международная научно-практическая конференция*. Казань: Изд-во «Репер». 2009. 81-93.

Методические рекомендации по проектированию разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений: Информационно-аналитический бюллетень (Приложение к журналу *«Недропользование – XXI век»*). М.: НП НАЭН, 2007. Вып.3. 72.

Михайлов В.Н., Волков Ю.А., Дулкараев М.Р. Итерационная методика построения геолого-гидродинамических моделей для оценки распределения остаточных запасов нефти и планирования геолого-технологических мероприятий. *Георесурсы*. 2011. 3(39). 43-48.

Муслимов Р.Х. Актуальные задачи регламентации инновационного проектирования разработки нефтяных месторождений на современном этапе. *Нефть. Газ. Новации*. 2010. №1. 6-11.

Муслимов Р.Х. О совершенствовании «Классификации запасов и ресурсов нефти и газа» (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. 2010. №2. 56-60.

Муслимов Р.Х. О стандарте инновационного проектирования разработки месторождений углеводородов с целью увеличения извлекаемых запасов (в порядке обсуждения). *Нефтяное хозяйство*. 2010. №1. 12-16.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Касимов Р.С., Розенберг И.Б., Сулейманов Э.И. Проблемы построения геологических моделей залежей нефти в карбонатных коллекторах. *Проблемы комплексного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и природных битумов: Тр. Межд. конф.* Казань. 1994. т.2. 496-510.

Муслимов Р.Х., Волков Ю.А., Шакиров А.Н., Иванов А.И., Касимов Р.С., Розенберг И.Б. Новые подходы к построению геологической модели карбонатного коллектора. Опыт разработки Ромашкинского и других крупных нефтяных месторождений Волго-Каспского региона. Казань: Новое Знание. 1998. 355-360.

Хасанов М.М., Суртаев В.Н., Тарасов П.А., Торопов К.В., Павлов В.А. Системно-структурированный подход к проектированию. *Нефтяное хозяйство*. 2008. №11. 71-75.

УДК: 538.955, 537.635, 547.912

*Д.К. Нургалиев¹, В.Е. Косарев¹, В.М. Мурзакаев², М.С. Тагиров¹
В.Д. Скирда¹, В.А. Тюрин¹, Б.И. Гизатуллин¹**¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, victor.kosarev@ksu.ru
²ООО «ТНГ-Грунт», Бузурьма, Murza@tngf.tatneft.ru*

АППАРАТУРА ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ ПОЛНОРАЗМЕРНЫХ КЕРНОВ В ЛАБОРАТОРНЫХ И ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

В работе обсуждаются основные особенности характеристики аппаратуры ядерного магнитного резонанса, разрабатываемой для исследования полноразмерных кернов. Прибор, предназначенный для лабораторных исследований, снабжен сверхпроводящим магнитом с индукцией 1,5 Тл. Магнитная система мобильного аналога прибора представляет собой цилиндр Хальбаха с индукцией магнитного поля - $B_0 = 0,19$ Тл. Приборы снабжены блоками импульсного градиента магнитного поля, обеспечивающими получение одномерного пространственного разрешения получаемой информации вдоль оси керна.

Ключевые слова: ядерный магнитный резонанс, магнит, сверхпроводник, керн, релаксация, самодиффузия.

Введение

Разработка приборов для получения информации о кернах в лабораторных условиях призвана, прежде всего, обеспечить корректность трактовки информации, получаемой методами ЯМР каротажа (Lizhi, 1998; Джафаров, 2002). Кроме того, при помощи лабораторных исследований кернов можно получить такую информацию о характере и состоянии флюида в пористом пространстве породы керна, которая недоступна в принципе для скважинных приборов. Прежде всего, речь идет о принципиальной возможности в лабораторных условиях организовать полномасштабные исследования кернов путем получения данных при контролируемом варьировании множества внешних факторов. К таковым можно отнести температуру, давление, флюидонасыщенность, характер флюида и т.д.

Наряду с этим получение методом ЯМР менее объемной и, даже, менее качественной, информации о характеристиках керна, но непосредственно сразу после его извлечения из скважины (Caizhi, 2002), может оказаться чрезвычайно полезным для оперативного принятия решения во время буровых работ. В целом, оперативный ЯМР-анализ образцов кернов в их естественном насыщении, как в лабораторных, так и в полевых условиях, непосредствен-

но после отбора проб, обеспечивает возможность своевременного получения и использования важной геологической информации.

Как известно, чувствительность ЯМР аппаратуры сильно зависит от частоты резонанса, следовательно от величины поляризуемого магнитного поля B_0 . Другими словами, чем больше напряженность магнитного поля, тем более качественно может быть проведен ЯМР анализ. В принципе нет никаких оснований требовать, чтобы установки лабораторного исполнения каким-либо существенным образом отличались по функциональным возможностям от их мобильных аналогов. Единственное условие, накладываемое на мобильный аналог установки, сводится к ее массово-габаритным характеристикам, которые, в свою очередь, определяются, в основном, характеристиками магнитных систем.

Если в лабораторных условиях измерения могут быть проведены наиболее качественно с использованием мощной и габаритной техники ЯМР, то в полевых условиях требуется найти компромисс между качеством исследований и мобильностью используемой аппаратуры.

Дополнительное важное требование к качеству магнитной системы состоит в необходимости обеспечения однородности магнитного поля во всем объеме образ-

Окончание статьи Ю.А. Волкова, В.Н. Михайлова «Актуальные задачи совершенствования научных основ проектирования разработки нефтяных месторождений»

Yu.A. Volkov, V.N. Mikhailov. **Critical tasks of the improvement of oil fields development design scientific basis.**

Oil industry turned out to be without fundamental basis for solution of oil fields development design issues. Nowadays this design is carried out worse than 30-40 years ago. There is a paradoxical situation: technique and technology of oil production have been consistently evolved, and the oil recovery factor has been reduced. The paper describes the issues of oil fields development design, as well as industry problems are outlined and solution approach is represented.

Keywords: oil fields development design, an iterative technique of geological hydrodynamic models, planning of geological and technological works.

Юрий Андреевич Волков
Директор ООО «ЦСМРнефть» при Академии наук Республики Татарстан

420061, Россия, г. Казань, Н.Ершова, 55-20.
Тел.: (987) 290-26-47

Вячеслав Николаевич Михайлов
К.физ.-мат.н., директор ООО «КНТЦ «Недра»

420097, Россия, г. Казань, а/я 133. Тел.: (843) 273-67-02

| | |
|--|--------------------|
| Диаметр исследуемых образцов | не менее 116 мм |
| Максимальная длина исследуемого образца | 1,5 м |
| Частота резонанса на протонах: | |
| Лабораторный вариант | 64 МГц |
| Мобильный вариант | 8,2 МГц |
| Вес мобильного варианта | не более 300 кг |
| Мощность импульса тока в градиентной катушке | до 100 кВт |
| Градиент магнитного поля в импульсе | не менее 150 Гс/см |

Таблица. Основные характеристики установок «ЯМР-Керн».

ца. Это требование особенно значимо для полноразмерных кернов, диаметр которых достигает 10 см, а длина – до 1,5 м.

На рынке существует достаточно широкий спектр предложений и возможностей исследований методом ЯМР кернов с малыми размерами образцов. При этом аппаратура для измерений ЯМР характеристик полноразмерных кернов практически отсутствует или в качестве таковой используются медицинские приборы магнитно-резонансной томографии (МРТ). Другой важный момент состоит в том, что практически все коммерческие приборы, предназначенные для исследования кернов, ориентированы на получение в основном стандартной информации, основанной на анализе амплитуды сигнала и данных по спектрам времен релаксации. При этом, как правило, измерения коэффициентов самодиффузии молекул флюида в керне по прогрессивным методикам с импульсным градиентом магнитного поля не предусмотрены, хотя именно данные по исследованию трансляционной подвижности молекул жидкости в зависимости от временных параметров импульсной последовательности способны нести корректную информацию о размерах пор (Маклаков, 1996; Тюрин, 2007) и проницаемости. Все вышесказанное свидетельствует о том, что разработка специализированной аппаратуры ЯМР для исследования полноразмерных кернов (далее приборы «ЯМР-Керн») в лабораторных условиях и непосредственно на буровой является актуальной задачей.

Особенности конструкции магнитных систем приборов «ЯМР-Керн»

Для обеспечения высокой чувствительности прибора



Рис. 1. Внешний вид сверхпроводящего магнита замкнутого цикла, предназначенного для лабораторного варианта прибора ЯМР «Керн».

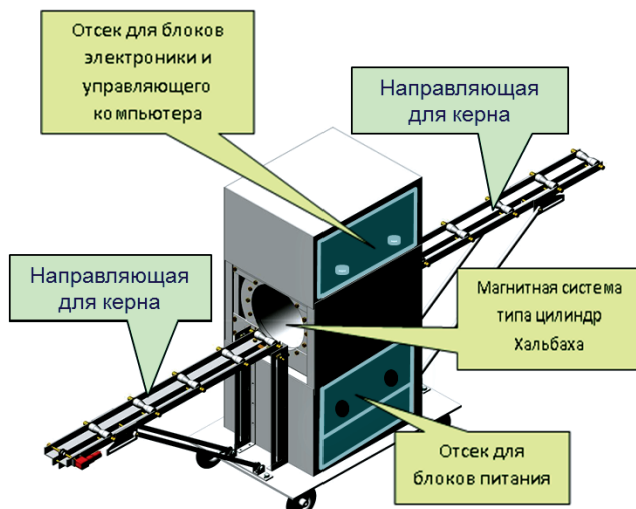


Рис. 2. Общий вид мобильной установки «ЯМР-Керн» в рабочем состоянии.

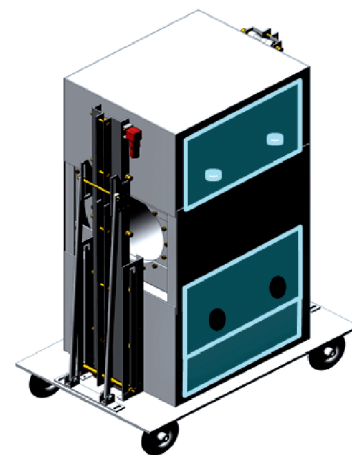


Рис. 3. Общий вид мобильной установки «ЯМР-Керн» в транспортном состоянии.

«ЯМР-Керн» в лабораторном варианте выбор был остановлен на сверхпроводящей магнитной системе замкнутого цикла, разработанной в ООО «РТИ – криогенные системы» (г. Москва). Эта система достаточно компактна, так как разрабатывалась для ортопедического ЯМР томографа. Диаметр теплового отверстия сверхпроводящего магнита составляет 28 см при размерах рабочей области пространства порядка 10 – 15 см. Величина магнитного поля составляет 1,5 Тл, что для резонанса на протонах соответствует 64 МГц. Таким образом, подобная магнитная система наиболее оптимальна для задач исследования полноразмерных кернов с диаметром до 10 см. Внешний вид магнитной системы показан на рисунке 1. В указанной магнитной системе отсутствует контур азотного охлаждения, а гелий поддерживается в жидком переохлажденном состоянии с помощью криокулера (компрессора). Несомненно, эти обстоятельства следует отнести к достоинствам такой системы, однако немалая плата за них заключается в необходимости обеспечения прибора системами бесперебойного электроснабжения и водоснабжения для питания и охлаждения компрессора. В полевых условиях это становится весьма проблематичным.

При выборе типа магнитной системы для мобильного варианта прибора «ЯМР-Керн» необходимо найти компромисс между величиной и однородностью магнитного поля с одной стороны, компактностью и простотой в обслуживании – с другой. На наш взгляд, лучше всего на сегодняшний день этим требованиям удовлетворяют генераторы магнитного поля на структурах Хальбаха, по форме представляющих собой, так называемый цилиндр Хальбаха (Halbach, 1980). В России такие магниты могут быть изготовлены, в частности, в компании ООО «ПМТ и К» (г. Троицк).

Общий вид мобильной установки «ЯМР-Керн» показан на рисунке 2. В едином корпусе прибора размещены все необходимые блоки питания и электронные узлы. Кроме того, прибор снабжен системой позиционирования исследуемого образца в датчике ЯМР, с помощью которой сканирование ЯМР характеристик керна по его длине может осуществляться в автоматическом режиме. В транспортном состоянии (Рис. 3) направляющие для керна (дли-

на каждого из них составляет 130 см) устанавливаются в вертикальное положение. В результате габаритные размеры прибора существенно уменьшаются.

Как лабораторный, так и мобильный варианты исполнения прибора ЯМР «Керн» содержат магнитные системы с диаметрами проходных отверстий 280 - 290 мм, что обеспечивает возможность получения достаточно высокой однородности магнитного поля в исследуемой области полноразмерного керна. Кроме того, это позволяет оптимизировать геометрические размеры градиентной катушки для достижения высокоэффективных (до 200 Гс/см) градиентов магнитного поля с малыми (до 100 мкс) временами нарастания и спада.

Входящий в состав аппаратуры ЯМР «Керн» блок импульсного градиента основан на запатентованных технических решениях и обеспечивает идентичность пар импульсов градиента с ошибкой, не превышающей 10^{-6} . При этом он способен сформировать в градиентной катушке импульсный ток мощностью до 100 кВт.

Для стабилизации резонансных условий в мобильном варианте прибора разработана оригинальная система стабилизации. В электронной части аппаратуры применена современная концепция полного цифрового синтеза частот и цифрового квадратурного детектирования сигнала ЯМР. Основные характеристики лабораторного и мобильного варианта установок указаны в таблице.

Разрабатываемый прибор ЯМР «Керн», предназначенный для исследования полноразмерных кернов, отличается от существующих аналогов, прежде всего, повышенными частотами резонанса, что обеспечивает достижение превосходства по чувствительности. Кроме того, наличие в составе прибора мощного блока импульсного градиента обеспечивает достижение непревзойденных для такого класса приборов характеристик по исследованию процессов самодиффузии молекул, что важно для получения корректной информации о размерах пор и проницаемости пористого пространства в образцах керна. При этом может быть использован многолетний опыт применения и развития метода ЯМР с импульсным градиентом магнитного поля для исследования сложных молекулярных систем, накопленный в Казанском федеральном университете (Маклаков, 1987; Skirda, 2002).

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 2010-218-01-192).

Литература

- Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия. 2002. 439.
- Lizhi Xiao, Shi Hongbin. Low field NMR core analysis and its applications to well logging interpretation. *Well Logging Technology* (in Chinese). 1998. V.22(1). 42-49.
- Weiming Wang, Li Pei, Ye Chaohui. Multi-exponential inversions of nuclear magnetic resonance relaxation signal. *Science in China*. Ser. A. 2001. V. 44(11). 1477-1484.
- Caizhi Wang, Li Ning. On the method of analyzing and processing T2 relaxation spectra from NMR log data and relative program design on Cif2000 platform. *Well Logging Technology* (in Chinese). 2002. V.26(5). 360-363.
- Маклаков А.И., Хозина Е.В., Двошкин Н.К. Определение геометрических параметров пор и корреляционных функций сил взаимодействия молекул жидкости с их поверхностью методом ЯМР с импульсным градиентом магнитного поля. *Коллоидный журнал*. 1996. т. 58. №4. 509-513.

Тюрин В.А., Маклаков А.И. Экспериментальные и истинные значения коэффициентов самодиффузии жидкости в пористой среде. *Коллоидный журнал*. 2007. т. 69. №6. 839 - 844.

K. Halbach. Design of permanent multipole magnets with oriented rare earth cobalt material. *Nuclear Instruments and Methods*. 1980. V. 169. № 1. 1-10.

Маклаков А.И., Скирда В.Д., Фаткуллин Н.Ф. Самодиффузия в растворах и расплавах полимеров. Казань, Изд. КГУ. 1987. 224.

Skirda V.D. The features of PFG NMR technique and some methodical aspects of its application. In Book *"Magnetic Resonance in Colloid and Interface Science"*. Edited by Jacques P. Fraissard and Olga Lapina. 2002. 245-254. (Book Series: NATO SCIENCE SERIES: II: Mathematics, Physics and Chemistry, V. 76)

D.K. Nurgaliyev, V.E. Kosarev, V.M. Murzakaev, M.S. Tagirov, V.D. Skirda, V.F. Tyurin, B.I. Gizatullin. **The nuclear magnetic resonance equipment for the research in laboratory and field conditions of full-sized core samples.**

This paper deals with the main particularities of nuclear magnetic resonance equipment characteristics, developed for full-sized core samples examination. Designed for the laboratory researches device is equipped with superconducting magnet with 1.5 tesla induction. Magnetic system of the device's portable analogue is a Halbach cylinder with magnetic field induction $B_0 = 0.19$ tesla. Devices are supplied with blocks of impulsive magnetic field gradient, which enables one-dimensional spatial resolution reception of acquired information along the core sample axis.

Key words: nuclear magnetic resonance, magnet, the superconductor, core, relaxation, self-diffusion.

Данис Карлович Нурғалиев

Д.геол.-мин.н, профессор, директор Института геологии и нефтегазовых технологий.

Тел.: (843)233-74-01.

Виктор Евгеньевич Косарев

Ассистент кафедры геофизики и геоинформационных технологий Института геологии и нефтегазовых технологий.

Тел.: (843)233-73-75, (904)765-14-29.

Мурат Салихович Тагиров

Д.физ.-мат.н., профессор, зав. каф. квантовой электроники и спектроскопии Института физики.

Тел.: (843) 231-53-55.

Владимир Дмитриевич Скирда

Д.физ.-мат.н., профессор, зав. каф. физики молекулярных систем Института физики.

Тел.: (843)292-75-99

Владимир Александрович Тюрин

К.физ.-мат.н., доцент кафедры радиофизики Института физики.

Булат Ильдарович Гизатуллин

Инженер кафедры физики молекулярных систем Института Физики.

Казанский (Приволжский) федеральный университет
420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18.

МОРФОЛОГО-ГЕНЕТИЧЕСКАЯ КЛАССИФИКАЦИЯ СТРУКТУР ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ

В работе приведена морфолого-генетическая классификация структур пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов. В ее основу положены полученные авторами данные по изучению пустотности карбонатных отложений нижнего и среднего карбона Республики Татарстан. Показана неоднородность пустотного пространства, что связано с наличием в породах вторичных каверн выщелачивания, стилолитовых швов, трещинок растворения и трещин тектонической разгрузки.

Ключевые слова: вторичные изменения, каверна, карбонат, керн, коллектор, неоднородность, проницаемость, пустотное пространство, структура, трещина.

Введение

В создании технологических схем разработки нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах, а также при гидродинамическом моделировании важным является учет неоднородностей строения нефтеносных отложений, что во многом связано с неоднородностью их пустотного пространства. К настоящему времени этим вопросом занимались многие (Атлас структурных компонентов ..., 2005; Багринцева, 1982, 1999; Белонин и др., 2005; Choquette, Прау, 1970 и др.). Анализ названных и других работ показывает, что в них достаточно надежно разработана морфологическая классификация структур пустотного пространства. Поэтому идентификация и выделение в породах коллекторов различных морфологических типов пустотности не вызывает больших затруднений. Однако их природа (происхождение) часто трактуется различно. Поэтому решению этой задачи и адресована настоящая публикация.

Фактический материал и результаты работ

Фактическим материалом работы послужил керновый материал ряда месторождений нефти, расположенных в пределах Волго-Уральской антеклизы – восточном борту Мелекесской впадины и западном склоне Южно-Татарского свода. Изученный керновый материал был отобран из отложений нижнего и среднего карбона – турнейский и башкирский ярусы, верейский горизонт московского яруса. Согласно опубликованным данным (Нефтегазоносность Республики Татарстан, 2007), названные отложения относятся к двум карбонатным регионально нефтегазоносным комплексам – турнейско-серпуховско-верейскому.

Анализ кернового материала включал: его предварительный осмотр с выявлением литологической и петрофизической неоднородности, оптико-микроскопический анализ шлифов и определение коллекторских свойств.

В изученном керновом материале были встречены как нефтенасыщенные участки, так и плотные (Рис. 1). Нередко подобные образования формируют неравномерно нефтенасыщенные зоны. В плотных участках, в которых

нефтенасыщенность по макроскопическим признакам отсутствует, пористость не определяется даже в шлифах, когда в микроскопе используются большие увеличения.

В составе пустотного пространства нефтенасыщенных карбонатных пород по морфологическим признакам можно выявить два его типа: пустотность матрицы пород и трещинную пустотность.

Пустотность матрицы пород (Рис. 2) наблюдается лишь в биокластово-зоогенных известняках первого типа и образована кавернами (Морозов, Козина, 2007; Морозов, Королев и др., 2008). Такая пустотность сформировалась в результате выщелачивания и перекристаллизации межфораминного кальцита – микрита, цементирующего органические остатки, которые представлены в различной степени гранулированными раковинами фораминифер. Среди этого типа пустотности можно, по аналогии с песчаными коллекторами, выделить относительно крупные каверны (тогда в известняке присутствуют относительно крупные органические остатки) и относительно мелкие каверны (тогда в известняке присутствуют относительно мелкие органические остатки). В случае же, когда в известняках встречаются как относительно крупные, так и мелкие органические остатки, наблюдаются, соответственно, как относительно крупные так и относительно мелкие каверны.

В соответствии со сказанным, в рамках выполнения инновационного проектирования нефтяных месторождений, на основании оптико-микроскопического изучения шлифов, показано, что различные коллекторы могут обладать и различной структурой пустотного пространства матрицы. Так, например, в керновом материале четырех скважин обнаруживаются каверны, имеющие различный размер (Табл. 1). Установлены различия и по проницаемости пород.

Данные таблицы показывают, что структура пустотного пространства матрицы коллекторов различна по стратиграфическим подразделениям, а также может различаться по разрезу нефтяного пласта. Различия в размерах каверн и проницаемости по стратиграфическим подразделениям объясняются размерами составных частей пород-коллекторов, которыми, как указывалось, являются органические остатки. Достаточно уверенно наблюдается пря-



Рис. 1. Различные виды нефтенасыщенности керна. Тавельское месторождение. а) Равномерно нефтенасыщенный образец керна. Скв. 5035. Гл. 761,9 м. б) Неравномерно нефтенасыщенный образец керна. Преобладают плотные участки (белое). Скв. 5035. Гл. 762,9 м.

мая корреляция между размером остатков, величиной каверн и проницаемостью пород.

Трещинная пустотность является по природе (генетически) более сложной, более сложна она и по морфологии. Среди изученного керна можно выделить три ее морфолого-генетических типа:

- первая образована трещинками растворения;
- вторая – трещины тектонической разгрузки;
- третья – стилолитовые швы.

Трещинки растворения, развитые в породах-коллекторах, имеют протяженность до нескольких сантиметров. Ориентировка их может быть как горизонтальная, так и вертикальная (Рис. 3). Первая преобладает. Распределение по керну весьма неравномерно. Трещинки растворения, развитые в породах зон ВНК, в отличие от вышеописанных развиты более равномерно и также имеют преимущественно горизонтальную пространственную ориентировку. Их протяженность нередко превышает диаметр керна. Как вертикальные так и горизонтальные трещинки образованы вследствие растворения межформенного кальцита, цементирующего органические остатки, и морфологически представляют щелевидные полости.

Однако следует сказать, что к настоящему времени авторы не располагают достаточно большим фактическим материалом, по которому можно было бы сделать строгие выводы о закономерностях пространственного распределения этого типа трещиноватости в породах нефтяных залежей и зон ВНК. Хотя следует признать, что с учетом различных способов и механизмов формирования нефте- и битумонасыщенных коллекторов нефтяных залежей и пород зон ВНК (Кольчугин, Морозов, 2011) отличия должны наблюдаться. Они могут проявляться в пространственном расположении трещинок растворения в разрезах, их ориентировке и плотности. Пока установленным является лишь то, что плотность трещинок в породах зон ВНК больше, чем в породах-коллекторах нефтяных залежей.

За модель пространственного распределения трещинок может быть принята геометрическая фигура – эллипс. Оси эллипса указывают на относительную долю трещинок вертикальной (перпендикулярно напластованию) и горизонтальной (параллельно напластованию) направленности. Кроме того, может быть оценена общая протяженность трещинок в керне. Принимается, что если трещинки

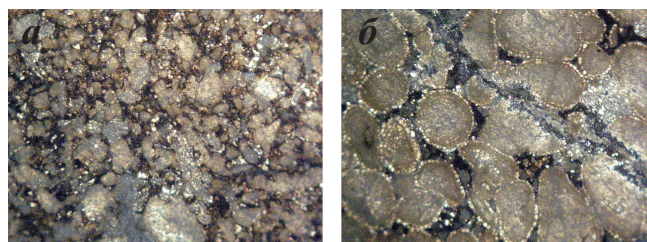


Рис. 2. Различные виды кавернозности. Тавельское месторождение. а) Относительно мелкая кавернозность. Скв. 5052, обр. 4. б) Относительно крупная кавернозность. Скв. 5035, обр. 6. в) Относительно мелкая и крупная кавернозность. Скв. 5035. Обр. 4.

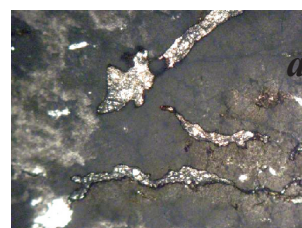
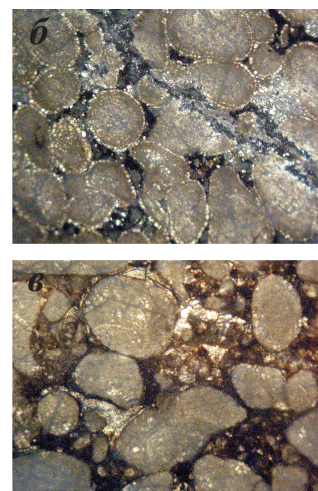


Рис. 3. Трещинки растворения. Тавельское месторождение. а) Трещинки растворения, видимые под микроскопом в шифре. Обр. 2. Скв. 5035. Один николь. б) николи скрещены. в) Вертикальная трещинка растворения на границе плотных и нефтенасыщенных известняков. Нефтяная залежь. Скв. 5051. г) Сетка вертикальных и горизонтальных трещинок растворения. Зона ВНК. Скв. 5053. Гл. 1065,2 м.

пронизывают весь керн по какому-либо направлению, то их протяженность принимается за 100%.

Здесь следует указать, что определение этого типа трещиноватости – трещинок растворения – при макроскопическом изучении керна довольно сложно, т.к. трещинки заполнены нефтью. На фоне нефтенасыщенной породы, их диагностика трудоемка и требует весьма тщательного осмотра керна. Поэтому при обычном общепринятом анализе керна такой тип трещиноватости может не определяться. Также к настоящему времени авторы не располагают большим объемом фактического материала, согласно которому, можно было бы уверенно говорить о верности предлагаемой модели ее описания. Поэтому в дальнейших исследова-



Рис. 4. Трещины тектонической разгрузки. Скв. 5035, гл. 961,3 м.

| Преобладающие размеры каверн | Верейский горизонт. Скв. 5035 | Башкирский ярус. Скв. 5051 | Кизеловский горизонт. Скв. 5052 | Протвинский горизонт. Скв. 5053 |
|------------------------------------|---|---|--|---|
| | Верхняя часть пласта: 0,1-0,2 мм – 90%, 0,5-0,7 мм – 10%. Нижняя: 0,15-0,3 мм – 70%, 0,3-0,5 мм – 25%, 0,5-0,7 мм – 5%. | Верхняя часть пласта: 0,1-0,2 мм – 40%, 0,2-0,3 мм – 50%, 0,3-0,5 мм – 10%. Средняя: 0,1-0,2 мм – 40%, 0,2-0,3 мм – 50%, 0,3-0,5 мм – 10%. Нижняя: 0,1-0,2 мм – 40%, 0,2-0,3 мм – 50%, 0,3-0,5 мм – 10%. | По всему пласту: 0,05-0,15 мм – 100%, крупных каверн нет. | По всему пласту: 0,1-0,3 мм – 60%, 0,3-0,5 мм – 35%, >0,5 мм – 5%. |
| Проницаемость, мкм ² | 0,061 | 0,057 | 0,030 | 0,118 |

Табл. 1. Структура матрицы пород-коллекторов. Примечание. В таблице показаны преобладающие размеры каверн и их относительная доля, нормированная на пустотность матрицы коллектора.

| Вид пустотного пространства | Пористость, % | Проницаемость, мкм ² |
|--|---------------------------|------------------------------------|
| Матрица пород | 13,98 (22) 6,57-20,73 | 0,071 (22) 0,03-0,271 |
| Матрица пород + трещинки растворения | 14,63 (12) 10,10-18,96 | 0,437 (12) 0,136-1,020 |
| Матрица пород + трещины тектонической разгрузки | 10,76 (8) 4,10-19,78 | 4,957 (8) 1,161-9,760 |

Табл. 2. Средние значения коллекторских свойств. Примечание: в верхней строке данных – среднее (количество определений), в нижней – минимальное и максимальное значения.

дованиях, которые позволят набрать необходимый фактический материал, предлагаемая модель может быть подвергнута корректировке. Такое, на наш взгляд, лучше делать с участием специалистов-гидродинамиков.

Трещины тектонической разгрузки. Их направленность, определяемая при анализе керна, субвертикальная и субгоризонтальная (Рис. 4). Трещины другой направленности обнаружены не были. Протяженность до нескольких десятков сантиметров, а иногда и более 1 м. Преимущественно открытые, реже заполнены сульфатами – гипсом и ангидритом. За модель их распространенности также может быть принят «эллипс» с теми же оговорками, которые были высказаны выше для трещинок растворения.

Природа (происхождение) такой трещиноватости не может быть названа «чисто» тектонической. На это указывает следующее: трещиноватость не приурочена к местам разрезов, в которых наблюдаются максимальные углы наклона залегания пластов; не наблюдается смещения пластов в области распространения трещин; на стенках трещин не наблюдаются зеркала скольжения; трещины не имеют большой протяженности по вертикали; на стенках трещин не наблюдаются нарастания вторичных минералов, сопровождающих этапы формирования или разрушения нефтяных залежей. Другими словами, трещины не несут признаков, по которым их можно было бы назвать типично тектоническими. Согласно данным С.Н. Чернышева (1983), такие трещины следует называть трещинами тектонической разгрузки.

Относительное время образования таких трещин следует отнести ко времени следующим за нефтенакоплением. На это указывают примазки битума на стенках трещин. Тогда как в окружающих породах обнаруживается не битум, а нефть.

стилолитовые швы развиты довольно редко, но встречаются во всех изученных отложениях. В керновом материале распределены неравномерно. Ориентировка – субгоризонтальная. Этот тип трещиноватости развит преимущественно в плотных породах. Стилолитовые швы обычно заполнены глинистым и карбонатным материалом, иногда в них отмечается присутствие галита (Морозов, Королев и др., 2008). Поэтому в фильтрации флюида практически не участвуют.

Весьма интересные и заслуживающие внимания данные были получены при определении пористости и проницаемости выявленных типов пустотного пространства (Табл. 2). Данные прямого определения строго показывают, что коллекторские свойства пород определяются структурой их пустотного пространства. Прежде всего, это касается проницаемости. Так, в изученных скважинах проницаемость матрицы пород, определяемая кавернами выщелачивания составляет в лучшем случае $n \cdot 0,01$ мкм² (десятки мД). Проницаемость трещинок растворения составляет $n \cdot 0,1$ мкм² (сотни мД), а трещин тектонической разгрузки n мкм² (тысячи мД). Различия в проницаемости – порядок величин.

Заключение

Выше были показаны различные морфолого-генетические типы пустотного пространства нефтяных залежей в карбонатных породах-коллекторах. Среди них наиболее важными следует считать каверны выщелачивания, трещинки растворения и трещины тектонической разгрузки. Их идентификация, пространственное положение и оценка доли каждого из выявленных типов в проницаемости пород определяется важностью их учета при разработке технологических схем эксплуатации месторождений нефти и создания гидродинамических моделей нефтяных залежей. Учет неоднородности структуры пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов позволит сделать разработку нефтяных залежей более оптимальной.

Литература

- Атлас структурных компонентов карбонатных пород. Фортунаева Н.К., Карцева О.А., Баранова А.В., Агафонова Г.В., Офман И.П. М.: ВНИГНИ. 2005. 440.
- Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. М.: Недра. 1982. 256.
- Багринцева К.И. Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М.: РГГУ. 1999. 282.
- Белонин М.Д., Белоновская Л.Г., Булач М.Х., Гмид Л.П., Шиманский В.В. Карбонатные породы-коллекторы фанерозоя нефтегазоносных бассейнов России и сопредельных территорий. СПб: Недра. 2005. Кн. 1. 260. Кн. 2. 156.
- Кольчугин А.Н., Морозов В.П. Литология нефтеносных карбонатных отложений. Турнейский и башкирский ярусы юго-востока Татарстана. Saarbrucker: LAP LAMBERT Academic Publishing. 2011. 116.

УДК: 622.276.65

А.Ф. Шагеев¹, О.В. Лукьянов¹, М.А. Шагеев¹, Р.С. Яруллин³

И.И. Иванова², Б.Я. Маргулис¹, А.В. Семенов¹

¹ОАО «НИИнефтепромхим», Казань, shageevalbert@rambler.ru

²МГУ им. М.В.Ломоносова, Москва, lab105@rambler.ru

³ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг», Казань

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ КОМПЛЕКСНОГО ТЕРМОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРА, СОДЕРЖАЩИЕ ВЯЗКУЮ НЕФТЬ

В статье приводятся результаты исследований по разработке катализатора новых технологий для повышения нефтеотдачи. Разработана новая технология воздействия на залежи высоковязких нефтей и природных битумов продуктами жидкофазного окисления легких углеводородов. Предложена конструкция забойного устройства для его осуществления.

Ключевые слова: нефтеотдача, карбонатный, глинистый, коллектор, лёгкие углеводороды, оксидат, карбоновые кислоты, природный битум.

Проблема освоения высоковязких нефтей и природных битумов (ВВН и ПБ) в карбонатных коллекторах актуальна как для Татарстана, так и для других регионов РФ и стран СНГ.

При разработке карбонатного пласта существует большое количество проблем:

- повышенная вязкость нефти;
- низкая проницаемость матрицы (блоков);

Окончание статьи В.П. Морозова, И.Н. Плотниковой, Р.Х. Закирова, А.Н. Кольчугина, А.В. Кальчевой, Э.А. Королева, А.А. Ескина «Морфолого-генетическая классификация...»

Морозов В.П., Козина Е.А. Карбонатные породы турнейского яруса среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2007. 201.

Морозов В.П., Королев Э.А., Кольчугин А.Н. Карбонатные породы визейского, серпуховского и башкирского ярусов нижнего и среднего карбона. Казань: ПФ Гарт. 2008. 181.

Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Под ред. Р.Х.Муслимова. Казань: Изд-во «Фэн». 2007. Т. I. 316. Т. II. 524.

Хисамов Р.С., Войтович Е.Д., Либерман В.Б. и др. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. 2006. 328.

Чернышев С.Н. Трещины горных пород. М.: Наука. 1983. 240.

V.P. Morozov, I.N. Plotnikova, R.Kh. Zakirov, A.N. Kolchugin, A.V. Kalcheva, E.A. Korolev, A.A. Eskin. **Morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure.**

The paper shows morphological-genetic classification of carbonate reservoir voids structure. It is based on data obtained by the authors on the Lower and the Middle Carboniferous deposits voids study in the territory of the Republic of Tatarstan. Heterogeneity of the voids is shown, which is related to presence of the secondary dissolved cavities, stilolites, dilution splits, and tectonic relieving splits in the rocks.

Keywords: secondary changes, cavity, carbonate, core, reservoir, heterogeneity, permeability, voids structure, structure, split.

Рустам Харисович Закиров

Генеральный директор ЗАО "Геотехнефтегаз". Научные интересы: гидродинамика месторождений нефти.

420111, Россия, Казань, ул. Т.Гизата, 3, подъезд 2, к 305.
Тел.: (843)290-10-28.

Владимир Петрович Морозов

Заведующий кафедрой минералогии и литологии. Д.геол.-мин.н., доцент. Научные интересы: литология нефтегазоносных осадочных бассейнов.

Ирина Николаевна Плотникова

Зав. кафедрой геологии нефти и газа. Д.геол.-мин.н., доцент. Научные интересы: теория происхождения нефти, нефтеносность Татарстана.

Антон Николаевич Кольчугин

Ассистент кафедры минералогии и литологии. К.геол.-мин.н. Научные интересы: литология нефтегазоносных осадочных бассейнов.

Алла Владимировна Кальчева

Зав. лабораторией кафедры геологии нефти и газа.

Эдуард Анатольевич Королев

Доцент кафедры общей геологии и гидрогеологии. К.геол.-мин.н., доцент. Научные интересы: литология нефтегазоносных осадочных бассейнов.

Алексей Александрович Ескин

Аспирант кафедры минералогии и литологии. Научные интересы: литология и минералогия нефтегазоносных карбонатных толщ.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д.18. Тел.: (843)233-79-96, (843)292-96-92, (843) 233-73-83.

- низкая пористость;
- трещиноватость;
- повышенная неоднородность;
- гидрофобность;
- значительное содержание отложения АСПО в добывающих скважинах;
- повышенное содержание сернистых соединений и как, следствие всего этого – невысокие значения коэффициента извлечения нефти.

Для борьбы с подобными проблемами хорошо зарекомендовали себя замедленные кислотные обработки композициями содержащими в своём составе ПАВы и гидрофобизаторы, горячие обработки растворителем или легкой нефтью. Для комплексного воздействия на ПЗП добывающей скважины проводится предварительная горячая обработка растворителем (нефтью) при которой удаляются АСПО и пленка нефти, затем проводится обработка композиционным составом на основе соляной кислоты. Применение продукта окисления легких углеводородов (оксидат) для обработки ПЗП дает аналогичный комплексный эффект (Шагеев и др., 2008). Проблемой при получении оксидата в пластовых условиях является невозможность объективной оценки доли ШФЛУ преобразованной в оксидат, в связи с неизбежностью гравитационного разделения компонентов имеющих разную плотность. Приготовление оксидата на поверхности, с последующей его закачкой в пласт, сопряжено с рядом технических проблем.

Коллектив авторов поставил перед собой задачу разработать технологию для внутрискважинного получения оксидата широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ). Суть ее заключается в том, чтобы инициировать синтез оксидата в специальном устройстве, спускаемом на забой скважины и устанавливаемом в необходимом интервале обработки. Технология предназначается для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты карбонатных коллекторов, особенно для насыщенных высоковязкой парафинистой нефтью. Механизм воздействия оксидата на призабойную зону пласта (ПЗП) представляется совокупностью нескольких процессов.

1. Так как реакция жидкофазного окисления (ЖФО) легких углеводородов является экзотермической, в результате чего в пласте образуется значительное количество тепла (22000 кДж на 1 кг окисленного кислородом воздуха углеводорода), то образующаяся при реакции ЖФО группа растворителей и выделившееся тепло растворяют АСПО при их наличии в ПЗП и разрушают граничный слой нефти на контакте с породообразующими минералами.

2. Вследствие деблокирования порового пространства пород от высокомолекулярных углеводородных соединений улучшаются условия доступа карбоновых кислот к породе. При этом кислотная группа, вступая в химическое воздействие с карбонатным коллектором, увеличивает его проницаемость и пористость. Образующиеся соли карбоновых кислот являются водорастворимыми.

3. Меньшая скорость реагирования карбоновых кислот с карбонатными породами в сравнении с соляной кислотой позволяет проводить более глубокие обработки призабойной зоны скважины.

4. Образование и нейтрализация кислот происходят

непосредственно в пласте, без контакта с оборудованием скважины.

5. Наличие в продуктах окисления уксусной кислоты способствует удалению из призабойной зоны окисных соединений железа, так как в результате их химического взаимодействия образуются водорастворимые соли.

6. Полученные продукты жидкофазного окисления легких углеводородов являются водорастворимыми, а также снижают поверхностное натяжение нефти на границе с твердой фазой, то есть обладают поверхностно-активными свойствами.

Разработанный в ОАО «НИИнефтепромхим» комплекс технических устройств для получения оксидата ШФЛУ (Шагеев и др., 2008) на забое скважины позволяет отдельно подвести на забой скважины компоненты для получения продукта, конструкция реактора исключает образование взрывоопасной смеси ШФЛУ с окислителем, а в ПЗП ввести готовый продукт насыщенный карбоновыми кислотами. Кроме того, благодаря интенсивному электро нагреву на начальном этапе работы реактора выход продукта близок к максимально возможному. Весь процесс химических преобразований происходит в реакторе, непосредственно на забое скважины.

Однако задача получения оксидата на забое скважины осложняется химической инертностью алканов – основных компонентов ШФЛУ. Прямое окисление алканов кислородом воздуха протекает с низкой конверсией и селективностью.

Использование катализаторов принципиально меняет ситуацию позволяет значительно увеличить выход продуктов при проведении реакции. Но даже использование имеющихся катализаторов не позволяет избавиться от всех сопряженных с данным процессом проблем, прежде всего низкой селективностью и скромными выходами продукта. Таким образом, усовершенствование катализаторов окисления, повышение их активности и селективности является актуальной задачей промышленного масштаба.

Мощное развитие химии комплексных соединений, наблюдающееся в наше время, позволяет предположить, что замена известных солевых катализаторов комплексными соединениями соответствующих металлов увеличит селективность и конверсию процесса окисления углеводородов. Некоторые наши попытки в этом направлении уже увенчались успехом.

Очень важное обстоятельство, которое нам пришлось учитывать при разработке и реализации технологических процессов окисления, – взрывоопасность окислительных агентов и их смесей с органическими веществами. При жидкофазных реакциях окисления взрывоопасность тем больше, чем выше давление паров органического вещества, образующего взрывоопасные смеси с воздухом, кислородом или другим окислителем. Опасность присутствия пероксида водорода и перуксусной кислоты особенно велика по той причине, что реакции их распада с выделением соответственно воды и уксусной кислоты являются сильно экзотермическими. Разложение указанных пероксидных соединений катализируется некоторыми металлами переменной валентности (Fe, Cu, Mn, Co, Cr) и их солями. Поэтому концентрированные пероксид водорода и особенно пероксикислоты способны взрываться даже в



отсутствие органических веществ. Применение их в растворах и при контролируемом температурном режиме позволяет избежать этих затруднений.

Основной проблемой жидкофазного окисления углеводородов является вопрос о направленном окислении в те или иные кислородсодержащие продукты однородного функционального состава. Вследствие цепного механизма окисления решение этой задачи очень затруднено, так как образуется, как правило, смесь разнообразных продуктов окисления. К тому же, величина энергии связи С-Н достаточно велика (энергия C-H_3 -связи в гексане составляет 407,5 кДж/моль), поэтому окисление углеводородов обычно протекает с длительным периодом индукции. Применение катализаторов позволяет уменьшить индукционный период, ускорить и направить реакцию в сторону образования целевых продуктов окисления. В настоящее время в связи с развитием координационной химии в качестве гомогенного катализатора окисления углеводородов могут использоваться уже не соли Co , Mn , Fe , а их комплексные соединения. Они лишены недостатков солевых катализаторов. Благодаря своим геометрическим и электронным характеристикам они являются структурными аналогами активных металлфрагментов природных ферментов. Уникальная структура комплексов позволяет вести процесс окисления при более низких температурах, что приводит к увеличению селективности по целевым продуктам окисления (Маргулис и др., 2010).

Разработанный катализатор тестировался на специально изготовленном лабораторном стенде по моделированию проточного процесса окисления углеводородов кислородом воздуха (Рис. 1). На стенде проводилась оптимизация условий окисления гексана, входящего в состав легких углеводородов, до кислот на разных каталитических композициях и с различными технологическими параметрами (расход, давление, температура). Проведены испытания двух катализаторов, первый из которых представляет собой известный (ацетилацетонат кобальта), а второй является новой специально разработкой для забойного термонагревателя, предоставленный для испытания МГУ им. М.В. Ломоносова.

Для оптимизации расходов исходных продуктов и повышением температуры до +150°C и давления до 10,0 МПа

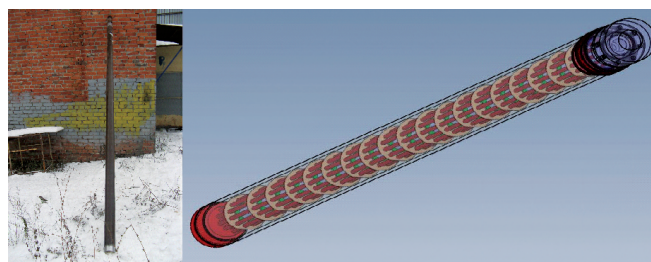


Рис. 2.

Рис. 3. Внешний вид СНПХ-ГРОЛУ. Конструкция СНПХ-ГРОЛУ в сборе.

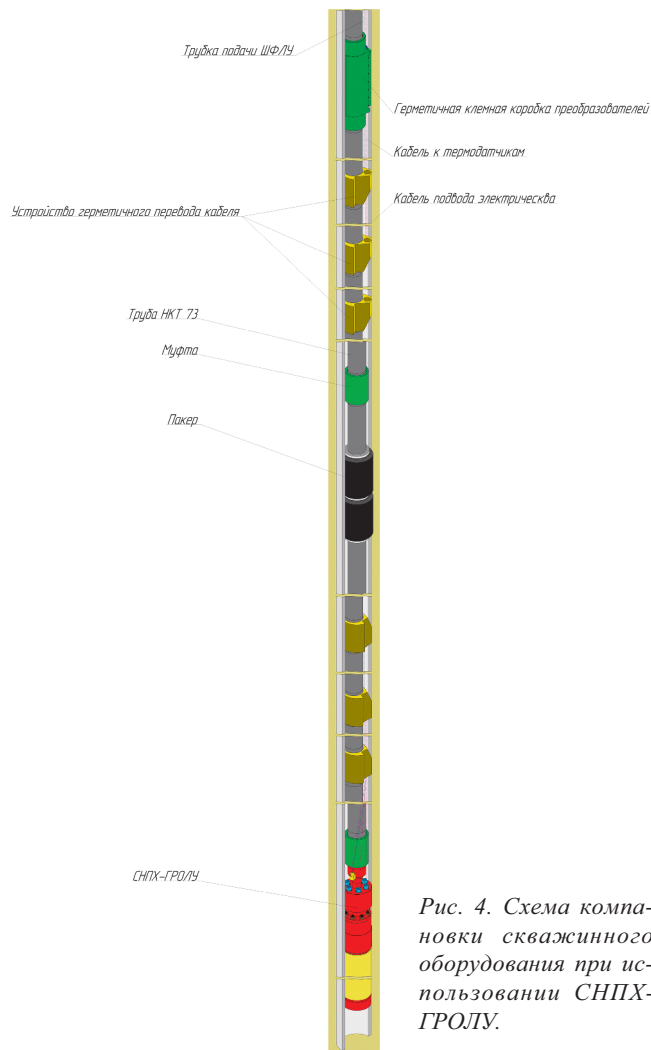


Рис. 4. Схема компоновки скважинного оборудования при использовании СНПХ-ГРОЛУ.

стенд был доработан. Результаты испытаний позволяют выбрать лучший катализатор получения кислот и оптимальные условия процесса.

Отработка параметров процесса окисления легких углеводородов на стенде происходит следующим образом:

- устанавливается необходимая температура реактора;
- устанавливается расчётное давление;
- устанавливается необходимый расход воздуха (контроль расхода воздуха производится расходомером);
- дозировочным насосом в реактор подается необходимый объем ШФЛУ.

В реакторе при заданной температуре и давлении происходит окисление ШФЛУ с получением реакционной смеси. Реакционная смесь через охладитель поступает в ёмкость готового продукта – сепаратор, где разделяется на газовую и жидкую фазы, газовая фаза поступает в анализатор газа, жидкую фазу необходимо периодически сли-

вать в мерную ёмкость. Слив жидкой фазы производится по показаниям датчика уровня расположенного в ёмкости готового продукта. Жидкую фазу из мерной ёмкости и газовую фазу из шланга на охладитель отправляют на компонентный анализ.

При проведении эксперимента контролируются и регистрируются следующие параметры:

- давление на входе в реактор
- температура реактора
- расход воздуха
- уровень жидкости в ёмкости готового продукта
- компонентный состав газа и жидкой фазы.

Проведенные эксперименты показали, что разработанный катализатор позволяет окислять ШФЛУ на фракции при малом давлении (до 4,0 МПа) и температуре не превышающей 150°C, правильно выбранное процентное соотношение смеси воздуха с ШФЛУ и катализатором приводит к выходу на автокаталитический процесс, при этом степень конверсии углеводородов составляет 70%, а содержание уксусной кислоты в целевом продукте превышает 60%. Полученный лабораторный образец оксидата (на основе ШФЛУ) был испытан на линейных моделях карбонатного пласта для определения эффективности его применения. Исследования проводили путем многократной прокачки реагента через водонефтенасыщенную модель. Проведенные эксперименты подтвердили возможность увеличения нефтеотдачи за счет вытеснения продуктом жидкофазного окисления легких фракций бензина (оксидата). При этом происходит как собственно растворение и вытеснение высоковязкой нефти (ВВН), так и увеличение ее проницаемости за счет взаимодействия карбоновых кислот оксидата с карбонатным коллектором. Суммарный прирост коэффициента вытеснения (КИН) превысил 20%.

На основании результатов стендовых испытаний по отработке режимов технологического процесса окисления ШФЛУ проведенных в лаборатории были даны рекомендации на разработку и изготовление промышленного образца внутрискважинного реактора. Пришлось отказаться от применения ТТН (заложенного в техническом задании) в качестве нагревателя исходных продуктов т.к. процесс разогрева инертен при регулировании, может привести к несанкционированному взрывному продуктам смешения, при остановки реактора (выхода из автокаталитического процесса) повторный запуск реактора с ТТН невозможен без подъема устройства на поверхность. Наиболее простым и доступным способом создания повышенной температуры в призабойной зоне пласта является электропрогрев, который может осуществляться как циклически, так и стационарно.

В ОАО «НИИнефтепромхим» разработан и изготовлен опытно промышленный образец СНПХ-ГРОЛУ (Рис. 2,3) который исключит выше перечисленные недостатки т.к. в основу разогрева реактора заложена конструкция с электронагревом, все процессы возможно автоматизировать.

Для применения реактора СНПХ-ГРОЛУ с целью интенсификации добычи нефти необходимо произвести спуск компоновки скважинного оборудования (Рис. 4). На поверхности в зоне удаленной от устья на безопасное расстояние устанавливается шкаф контроля и управления. Отслеживая давление и температуру система управления контролирует и при необходимости корректирует подачу

ШФЛУ и воздуха, сигнализирует о приближении критических значений. Для создания давления при закачке компонентов используется стандартное нефтепромысловое оборудование – компрессор и насос для подачи ШФЛУ.

В настоящее время ведутся работы по согласованию проведения промышленных испытаний на территории малых предприятий Республики Татарстан.

Литература

Маргулис Б.Я., Шагеев А.Ф., Альфонсов В.А., Шагеев М.А., Иванова И.И., Романов Г.В., Лукьянов О.В., Семенов А.В. Новые технологии разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах, высоковязких нефтей и природных битумов. *Георесурсы*. 2010. Т. 39. № 3. 21-24.

Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Шагеев М.А., Лукьянов О.В. Внутрискважинная переработка шфлу как экологически безопасная технология. *Международная научно-практическая конференция «Передовые технологии и перспективы развития» ОАО «Казаньоргсинтез»*. Казань, 2008.

Шагеев М.А., Шагеев А.Ф., Маргулис Б.Я., Лукьянов О.В., Пагуба А.И., Назымов С.И. Анализ методов теплового воздействия на призабойную зону скважин на месторождениях жыланкабак и жолдыбай. *Экспозиция нефть газ 6/Н (78) ноябрь 2008*. 12-13.

A.F. Shageev, O.V. Lukyanov, M.A. Shageev, R.S. Yarullin, I.I. Ivanova, B.Ya. Margulis, A.V. Semenov. **The new technology of integrated thermochemical treatment on carbonate reservoir containing viscous oil.**

The research results for new technology catalyst development for the enhanced oil recovery are represented in this article. New technology of treatment on high-viscosity oil and natural bitumen deposits by light hydrocarbons liquid-phase oxidation products is developed. Bottomhole facility design for its actualization is suggested.

Key words: oil recovery, carbonate, clay, reservoir, light hydrocarbons, oxidizer, carboxylic acids, natural bitumen.

Альберт Фаритович Шагеев

Начальник отдела по разработке технических средств химизации

Олег Владимирович Лукьянов

Заведующий лабораторией в комплексном отделе физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН

Максим Альбертович Шагеев

Младший научный сотрудник отдела по разработке технических средств химизации

Ирина Игоревна Иванова

Д.хим.н., профессор

Анатолий Владимирович Семенов

Инженер 2 категории комплексного отдела физико-химии, механики пласта и совершенствования МУН

ОАО "НИИнефтепромхим". 420061, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29. Тел.: (843) 272-52-14, факс: (843) 272-60-81.

Рафинат Саматович Яруллин

Генеральный директор ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг», д.хим.н.

420061, г. Казань, ул. Н. Ершова, 29.

Тел.: (843) 272-41-74, 272-53-07

ОСОБЕННОСТИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ЗОНДИРОВАНИЙ ПРИ ПОИСКАХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

В статье рассматриваются два методических приема интерпретации электромагнитных зондирований в модификации зондирования становления поля в ближней зоне. Первый прием интерпретации: классический с использованием визуального анализа кривой зондирования становления поля, расчета удельной электропроводности, анализа карт и разрезов удельной электропроводности. Второй прием интерпретации основан на использовании метода главных компонент примененного к данным электромагнитного зондирования. Рассмотрены информативность, достоинства и недостатки каждого метода.

Ключевые слова: зондирование становлением в ближней зоне, электропроводность, продольная проводимость, метод главных компонент, факторы, факторные нагрузки.

Введение

Сведений о геоэлектрическом разрезе являются важнейшими при решении поисково-разведочных задач с целью прогнозирования антиклинальных структур благоприятных для нефтегазоаккумуляции, а также выявления ловушек неструктурного типа, связанных с рифами, песчаными линзами, зонами выклинивания и т.д. Это обусловлено широким диапазоном изменения электрических свойств пород слагающих разрез, резкой дифференциацией по удельному электрическому сопротивлению залежей углеводородов и вмещающих пород, и геологических факторов влияющих на значение сопротивления, таких как минерализация пластовых вод, температура, давление (Каримов и др., 2003, 2005; Яковлев, 1988).

Особое место при прогнозировании углеводородов занимает электромагнитное зондирование в модификации зондирования становления поля в ближней зоне (ЗСБЗ). В настоящее время метод применяется при изучении осадочного чехла как древних (Восточно-Европейская, Сибирская), так и молодых (Скифско-Туранская) плит. Метод ЗСБЗ хорошо зарекомендовал себя как один методов нефтегазовой геофизики, целью которой является непосредственное обнаружение залежей углеводородов, оценка их размеров и условий залегания. Выбор методических приемов интерпретации является важнейшей составляющей успеха применимости метода для решения перечисленных задач (Киселев и др., 2007).

Общая характеристика методик интерпретации данных зондирований становления поля в ближней зоне. Метод ЗСБЗ основан на изучении неустановившегося поля, обусловленного возбуждением второго рода, или процессом становления поля. Наблюдения выполняются после выключения тока вблизи источника. Время, прошедшее с момента выключения тока в генераторной установке, и возникновением вторичного поля называется временем становления поля. При этом измеряемый в приемной установке сигнал спадает до нуля, изменяясь сложным образом (Корольков, 1987; Яковлев, Корольков, 1988; Матвеев, 1990; Сидоров, Тикшаев, 1969; Якубовский, 1991).

Зависимость сигнала в точке наблюдения от времени становления называется кривой становления поля. Пове-

дение этого поля определяется суммарной продольной проводимостью разреза. Результатом этого процесса является отслеживание изменения параметров разреза (продольной проводимости) от верхних горизонтов до обобщенных характеристик всего разреза.

Обработка данных ЗСБЗ заключается в пересчете полученных на различных временах задержки значений ЭДС кажущуюся продольную проводимость разреза $St(H_z)$. Кажущуюся продольная проводимость $St(H_z)$ отражает суммарную продольную проводимость разреза до глубины H_z (Рис. 1) (Сидоров, Тикшаев, 1969; Хмелевской, 1997).

В практике интерпретации геофизических методов применяются как минимум два подхода: детерминированный и вероятностно-статистический.

Детерминированный подход интерпретации электромагнитных зондирований является основным способом. Это классический метод подбора, который заключается в последовательном изменении геоэлектрической модели разреза и расчете прямой задачи для нее до тех пор, пока экспериментальная и теоретическая кривые не совпадут с требуемой точностью. При этом стараются удовлетворить двум условиям: достижения минимума невязки полевой и теоретической кривых и близости модели к априорным данным о разрезе (Хмелевской, 1997).

Вероятностно-статистический подход базируется на применении методов многомерной статистики. Поскольку электромагнитное поле, отражающее геологическую среду, есть результат сложения совокупностей электрических свойств пород, их неоднородность, пространственное расположение геоэлектрических объектов и других причин, то значение электромагнитного поля, следует рассматривать как сумму систематических, закономерных и случайных составляющих, обусловленных действием предполагаемых процессов и некоторых случайных причин.

Классическая интерпретация данных электромагнитных зондирований в модификации становления поля в ближней зоне. Сидоров В.А и Тикшаев В.В. (1969) предложили подход, который базируется на рассмотрении результатов электромагнитных зондирований в виде графика (кривой) функции $St \sim f(H)$. Кривая $St(H_z)$ наглядно отражающая изменение функции St . Визуальный анализ функции

– кривой $S_{\tau}(H)$ позволяет отождествлять с реальными геоэлектрическими комплексами. Качественный анализ углов наклона кривых S_{τ} позволяет выделить проводящие горизонты, которые привязываются к реальным литолого-стратиграфическим комплексам путем сопоставления петрофизических свойств разреза, полученных при интерпретации материалов геофизических исследований скважин Sk, с результатами обработанных электромагнитных данных. Реализация такого подхода позволяет типизировать кривые S_{τ} , разработать универсальную модель разреза, определить характерные «точки перегиба» кривых для конкретного изучаемого региона.

В рассмотренном приеме интерпретации предлагается после традиционной обработки данных ЗСБЗ – значения суммарной продольной проводимости S_{τ} аппроксимировать сплайн-функцией 1-3й степени с целью получения значения S_{τ} и H_{τ} с равномерным шагом дискретизации (10м) и устранения флуктуаций поля, обусловленных помехами и другими причинами. Последующая процедура дифференцирования $dS_{\tau}/d(H_{\tau})$ позволяет определить значения удельной кажущейся электропроводности $\Delta\sigma$ (Рис. 2) и корректно выделить проводящие и высокоомные комплексы. Полученные, таким образом, кривые $\Delta\sigma$ отражают изменения электропроводности по разрезу.

Более наглядное представление о характере геоэлектрического разреза дают послойный карты- срезы или геоэлектрические разрезы (Рис. 3). В рассмотренном примере разреза осадочного чехла северо-восточной части Мелекесской впадины локальные увеличения $\Delta\sigma$ это отложения московского яруса среднего карбона, ниже-средне-визейского подъяруса нижнего карбона, нижнефранского подъяруса верхнего девона (Геология Татарстана, 2003; Хамидуллина, Хасанов, 2009). Перечисленные геоэлект-

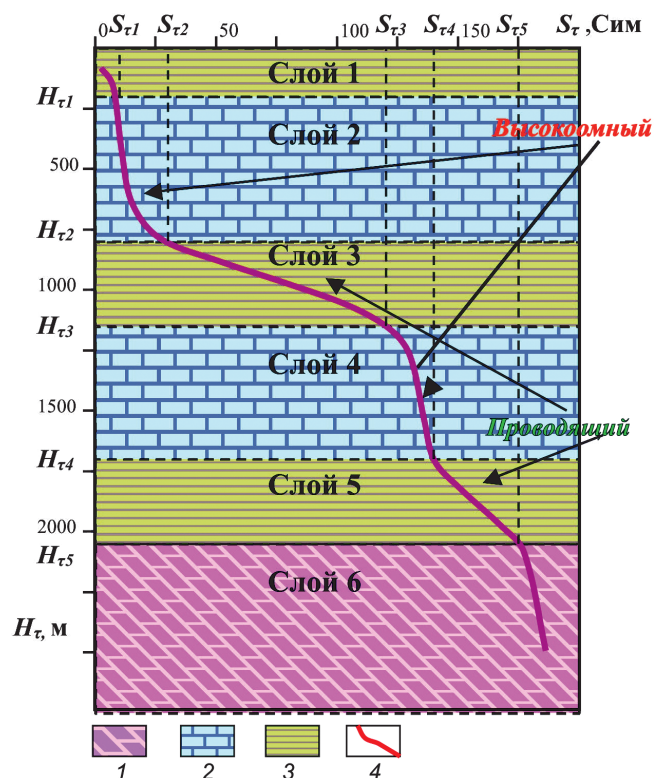


Рис. 1. Модель горизонтально-слоистой среды и кривая $S_{\tau}(H)$: 1 – породы кристаллического фундамента; 2 – карбонатные породы; 3 – терригенные породы; 4 – кривая $S_{\tau}(H)$.

рические комплексы прослеживаются на кривой $\Delta\sigma$ в виде локальных максимумов, а в разрезе повышенными аномалиями электропроводности (сине-зеленый цвет). Локальное уменьшение $\Delta\sigma$ характеризует комплексы повышенного сопротивления. Это комплексы: объединенных отложения башкирского, серпуховского ярусов среднего карбона и верхне-визейского подъяруса нижнего карбона; и объединенных отложений турнейского яруса нижнего карбона, фаменского яруса и верхне-среднефранского подъяруса верхнего девона. В геоэлектрическом разрезе указанные комплексы выделяются пониженными значениями проводимости (красно-желтый цвет). Кроме перечисленных комплексов на кривой $\Delta\sigma$ могут наблюдаться другие локальные максимумы и минимумы, отражающие небольшие проводящие зоны разреза, которые плохо прослеживаются на исходной кривой S_{τ} . Наоборот, небольшие локальные минимумы в районе ЗСБЗ № 4 и 6 характеризуют рифогенные постройки в отложениях турнейско-фаменско-верхне-среднефранского комплекса.

В рассматриваемом примере основными продуктивными и перспективными пластами являются отложения каменноугольной системы. При этом месторождение является много пластовым, имеющее сложное геологическое строение с залежами в терригенных и карбонатных коллекторах.

Пласты-коллекторы турнейского яруса сложены переслаиванием пористо-проницаемых и уплотненных прослоев известняков доломитизированных, до перехода в доломиты. При этом следует ожидать, что указанные пласты-коллекторы в электромагнитном поле будут характеризоваться пониженными значениями удельной электропроводности. Покрышкой для залежей турнейского яруса служат низкоомные непроницаемые глинистые породы нижне-визейского возраста. Такой же эффект следует ожидать и от пластов коллекторов башкирского яруса, сложенного прослоями пористо-проницаемых органогенных известняков и доломитов различной толщины, чередующихся с прослоями уплотненных известняков и доломитов, часто трещиноватых и глинистых. Последнее обстоятельство усложняет эффект на электромагнитное поле от резервуаров башкирского возраста. Примером описанных критериев служит разрез удельной электропроводности в райо-

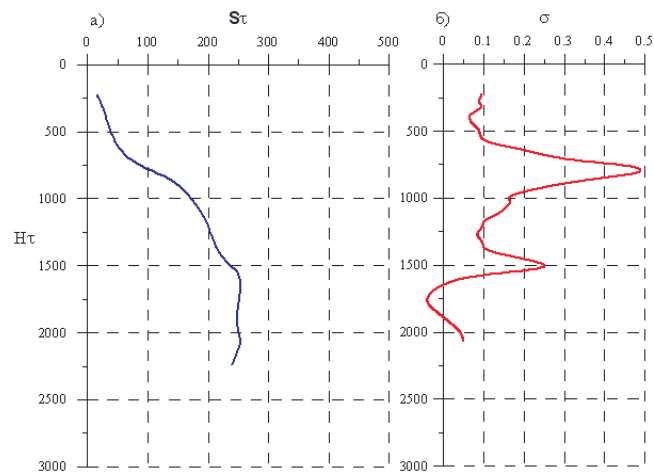


Рис. 2. Графики зондирования становления поля в ближней зоне а) кажущаяся продольная проводимость; б) удельная электропроводность.

не точек ЗСБЗ № 6 и №7, где выявлен продуктивный объект.

Пласты-коллекторы средневизейского подъяруса сложены кварцевыми песчаниками, прослоями переходящими в алевролиты. Наличие углеводородов существенно увеличивает удельное сопротивление. Обводненность пласта характеризуется увеличением проводимости.

Таким образом, предложенный первый прием интерпретации рассмотрения изменения удельной электропроводности по глубине и латерали имеет достоинства при прогнозе углеводородов, выявление залежей с учетом рассмотрения всего геоэлектрического разреза. Недостатками являются трудоемкость, избыточная информативность, субъективность выделения комплексов при визуальном анализе кривых ЗСБЗ.

Применение метода главных компонент при интерпретации данных электромагнитных зондирований. Второй прием интерпретации данных электромагнитного зондирования использует многомерный статистический анализ (метод главных компонент). В основе метода лежит предположение о том, что если переменные величины возможно коррелируемы, то это свидетельствует о существовании «внутренних» параметров (факторов), являющихся причинами такой корреляции, но непосредственно не регистрирующихся (Иберла, 1980). Метод главных компонент позволяет уменьшить размерность данных, практически не потеряв информации. Для проведения преобразования методом главных компонент St представляются в виде матрицы $A(N \times M)$, где N – количество дискретных значений, M – количество точек ЗСБЗ.

Для корректного использования метода главных компонент к данным ЗСБЗ, выделенные локальные максимумы удельной электропроводности приводятся к единым глубинным отметкам по эталонной параметрической кри-

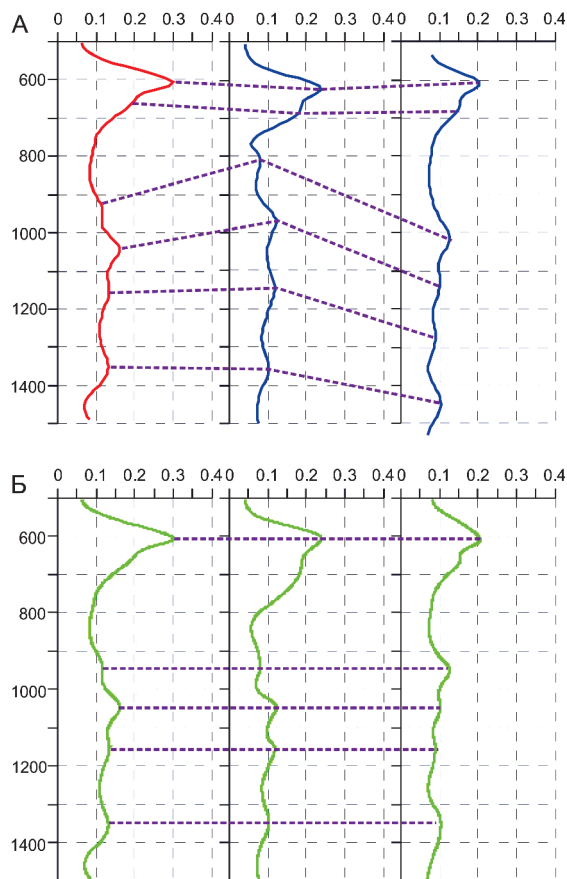


Рис. 4. Приведение локальных максимумов удельной электропроводности к единой глубине: А) расположение максимумов до приведения; Б) после приведения.

вой (Рис. 4).

Рассмотрим пример использования метода главных

компонент к данным зондирования становления поле полученных на площади исследования, расположенной на северо-восточном склоне Южного купола Татарского свода Волжско-Камской антиклизы. Нефтенасыщенными породами на данной территории являются трещиноватые коллекторы средне-франского подъяруса верхнего девона.

В рассматриваемом примере в качестве эталонной кривой выбран пункт наблюдения ЗСБЗ № 20, расположенный близ скважины №2. Для корректной интерпретации проведен анализ геоэлектрических характеристик геологического разреза скважины и данных электрокаротажа и предложена модель субгоризонтально-переслаивающихся проводящих и высокоомных комплексов (Рис. 5).

Анализируя данные ЗСБЗ и электрокаротажа, можно прийти к выводу, что наиболее достоверная информация о геоэлектрическом разрезе получена с кажущихся глубин 500 – 550 м, где искажающее влияние верхней части разреза минимально, и до кажущихся глубин 1400 м, где кривая St (H) практически

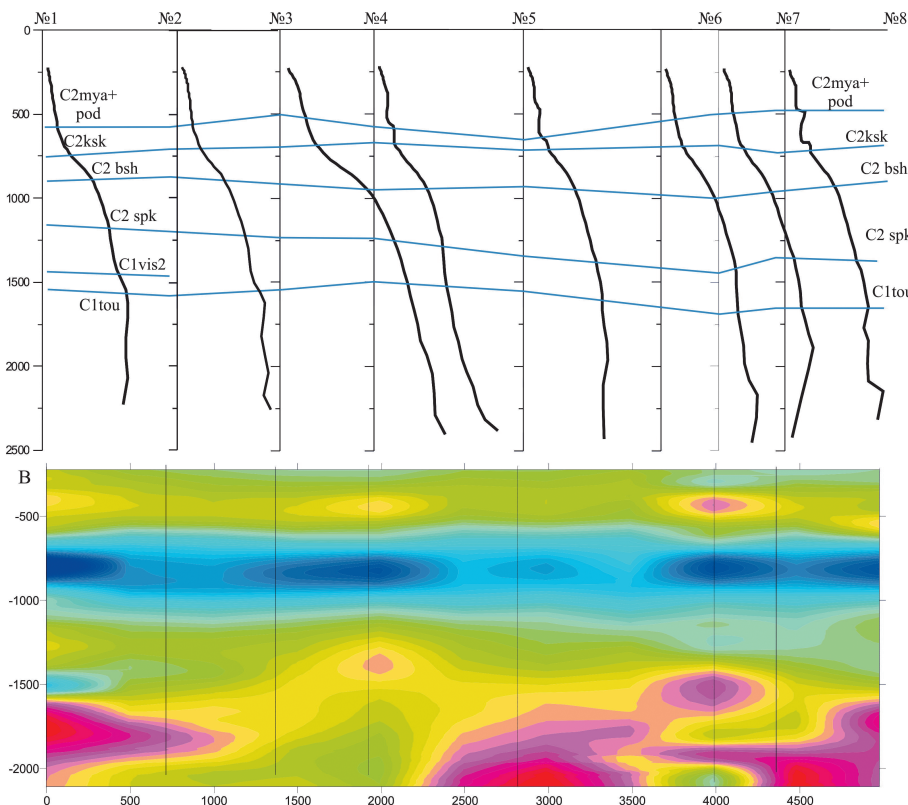


Рис. 3. Геоэлектрический разрез по профилю, проходящему по северо-восточному борту Мелекесской впадины Волжско-Камской антиклизы.

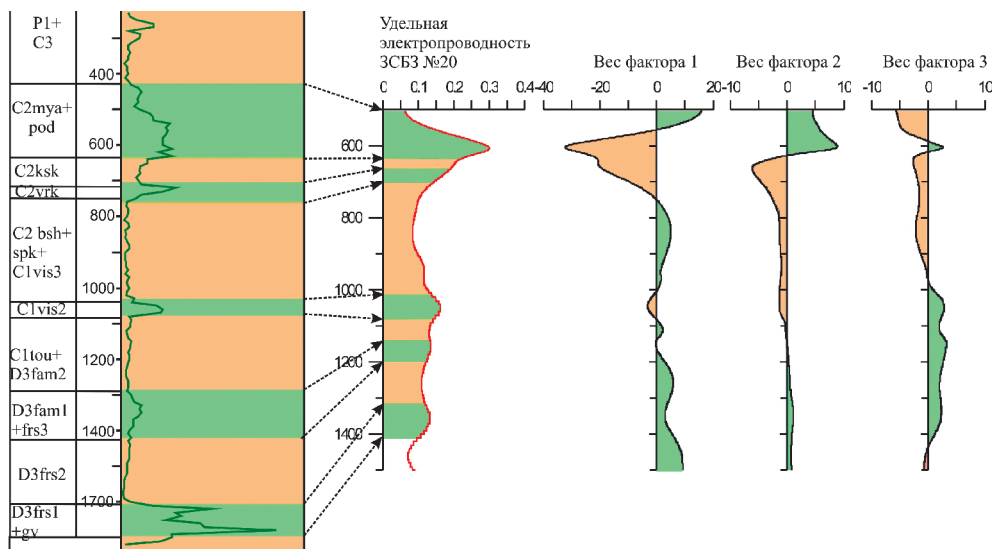


Рис. 5. Анализ геоэлектрического разреза и данных электрокаротажа с последующим пересчетом в удельную и суммарную электропроводность и выделения в разрезе скважины проводящих и высокоомных комплексов.

ки выходит на асимптоту (Рис. 6). Кажущиеся глубины отвечают реальным глубинам от 400 до 1800м. Такое расхождение по глубинам обусловлено сложным специфическим свойством распространения электромагнитных волн в геологической среде и несовершенным детерминированным преобразованием измеренного сигнала электродвижущей силы в кажущиеся глубины и кажущиеся электропроводности. Тем не менее, на основе визуального анализа удается идентифицировать локальные максимумы и минимумы удельной электропроводности с реальными геоэлектрическими комплексами.

Преобразованные и приведенные данные представляются в виде матрицы А исходных признаков, в которой

строках представлены изменяющиеся с глубиной $\Delta\sigma$, а в столбцах пункты наблюдения ЗСБЗ (в количестве 106 в рассматриваемом примере).

После преобразования матрицы А веса факторов распределились следующим образом: 1 фактор – 79,57%, 2 фактор – 7,56%, 3 фактор – 4,89 %. Таким образом, общий вес трех главных компонент составляет 92,02 %, что говорит о высокой корреляции между исходными признаками.

При этом наблюдаются следующие закономерности распределения весовых нагрузок факторов (Рис. 7):

- график распределения веса первой компоненты фактически повторяет изменение электропроводности по разрезу, но с обратным знаком. При этом наблюдаются отрицательные значения веса главных компонент в зонах проводящих толщ московского яруса и средневизейского подъяруса;

- график распределения веса второй компоненты делит разрез на три комплекса. Область положительного знака в верхней и нижней части разреза, отвечающие мячковско-подольскому комплексу московского яруса, что соответствует геоэлектрической модели, и турнейско-франскому комплексу, который рассматривается в модели как высокоомная пласты. Вероятнее всего, на площади исследования есть области, где в турнейско-франском комплексе встречаются трещинные зоны-коллекторы. Область от-

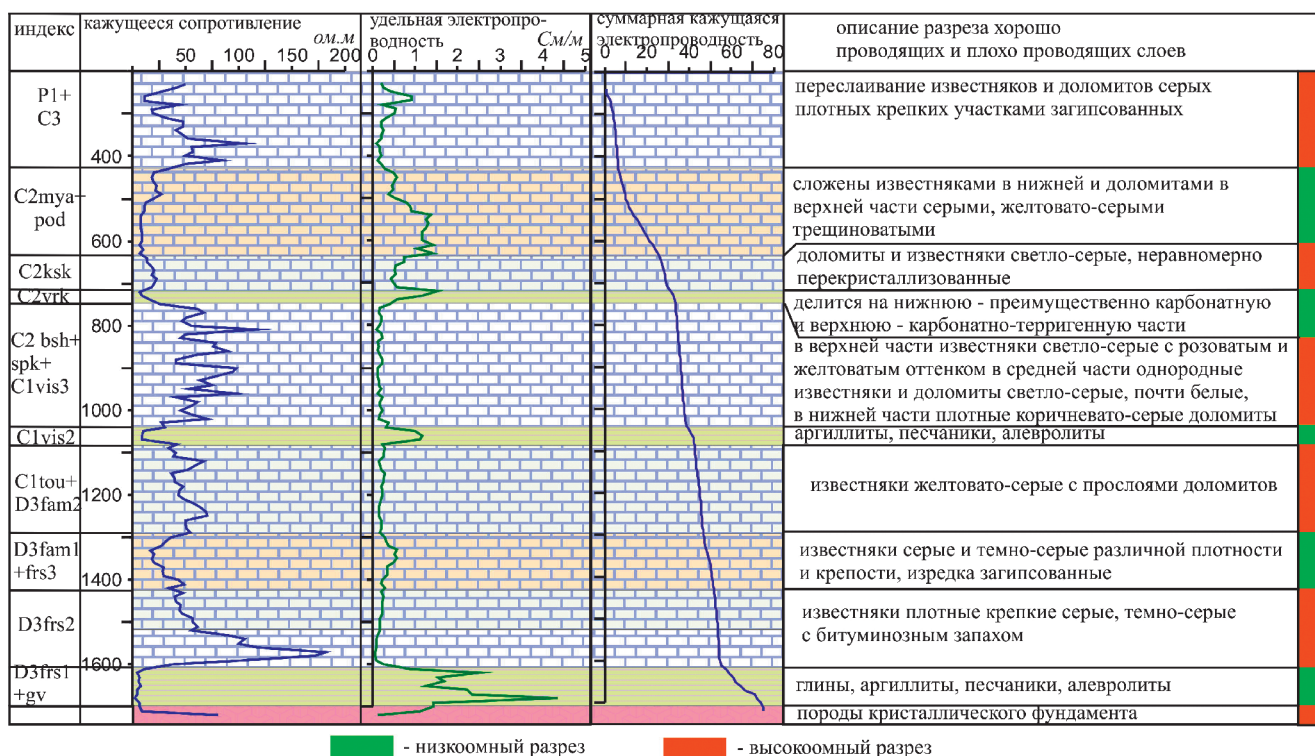


Рис. 6. Сопоставление геоэлектрического разреза, данных геофизических исследования скважины №2 с данными ЗСБЗ №20 и весами факторов.

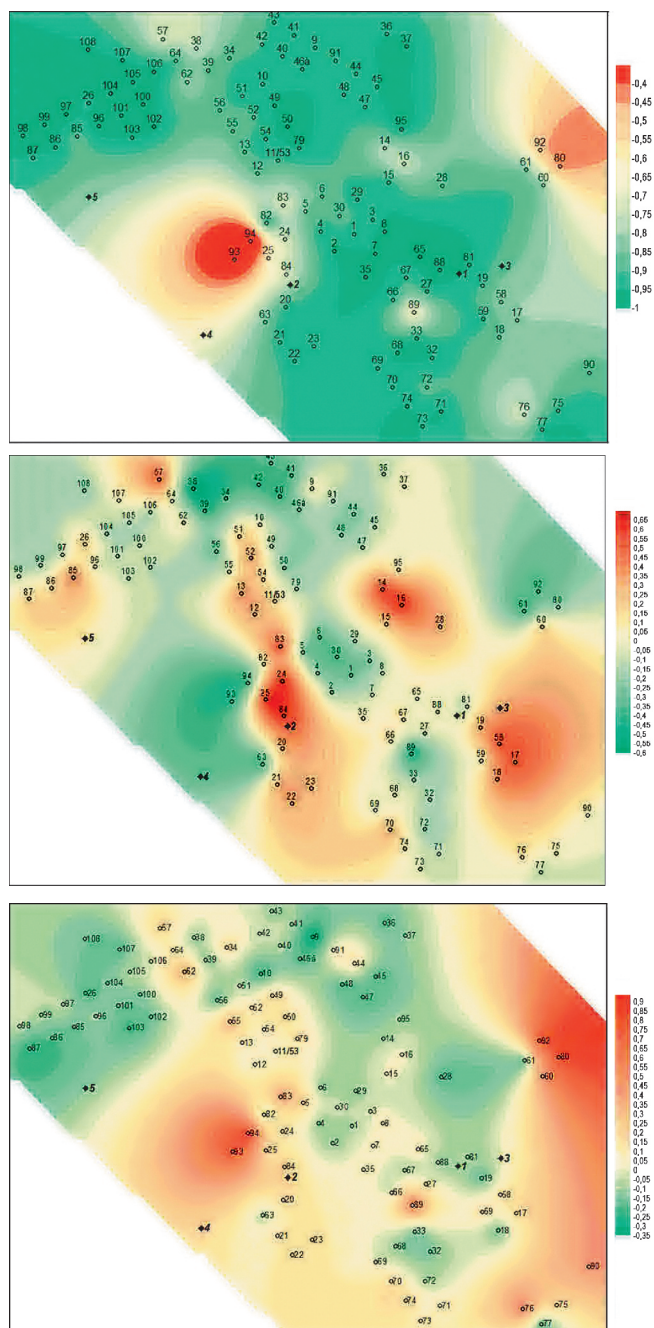


Рис. 7. Карты распределения компонент: а) Первая компонента; б) Вторая компонента; в) Третья компонента.

рицательного знака отвечает каширско-средневизейскому комплексу. В целом комплекс отвечает принятой высокоомной модели, за исключением отложений верейской терригенно-карбонатной толщи, где можно спрогнозировать наличие преобладание карбонатного материала или флюидонасыщенного коллектора (не подтверждено данными бурения);

– график распределения веса третьей компоненты имеет сложное строение. Положительные значения наблюдаются в верхней и нижней частях графика, отвечающие отложениям в нижней части подольского комплекса и средне-визейско-девонскому комплексу. Таким образом, можно предположить наличие в данном типе разреза наличие сильно-трещиноватых карбонатных пород в нижней части подольских отложений и в карбонатных отложениях турнея и верхнего девона. Отрицательные значения веса компо-

ненты наблюдаются в мячковско-верхнеподольском комплексе и каширско-верхневизейском комплексе. Мячковско-верхне-подольский комплекс в модели характеризуется как проводящий комплекс. Таким образом, можно предположить наличие плотных карбонатных пород в данном типе разреза. Каширско-верхневизейский комплекс, за исключением верейской пачки охарактеризован как высокоомный комплекс и не противоречит принятой модели.

Таким образом, по распределению весов компонент выделяются три типа разреза на рассматриваемой территории. Поскольку по данным матрицы А изучалось преобразование между объектами, то веса главных компонент характеризуют удельную электропроводность в целом по разрезу, а карта распределения компонент позволяет оценить наличие того или иного типа разреза по площади (Рис. 7).

На карте распределения первой компоненты видно, что все пункты наблюдения ЗСБЗ расположены в отрицательной области. Учитывая, что компонента повторяет эталонную кривую с точность до наоборот, можно предположить, что практически на всех пунктах наблюдения геоэлектрический разрез аналогичен принятой геоэлектрической модели за исключением области на крайнем северо-востоке и в центрально-западной области.

Второй тип кривых ЗСБЗ распространён по площади фрагментарно в областях положительного знака. Таким образом, можно предположить наличие областей развития трещинных зон-коллекторов в турнейско-франском комплексе. В районе скважин 1 и 3 карбонатные средне-франские отложения нефтенасыщены. В скв.1 дебит составляет 8,9 т/сут.

Третий тип кривых ЗСБЗ распространён так же фрагментарно в центральной и восточной части площади.

Таким образом, графики весовых нагрузок главных компонент наиболее удобно идентифицировать с изменением $\Delta\sigma$ по разрезу в целом и выделения типов геологического разреза. Карты распределения компонент распространения указанных типов разреза. Для полной идентификации геоэлектрического разреза необходимо рассмотреть в комплексе все компоненты.

Достоинством предложенного метода является быстрый экспресс анализ по типам геоэлектрического разреза, без утомительного рассмотрения каждой кривой ЗСБЗ и перечисления ее к какому-либо типу.

Недостатком является некоторая неоднозначность и противоречивость определения в плане комплексов проводящих и высокоомных пластов. Устранение этой неоднозначности решается при помощи комплексного рассмотрения распределения всех компонент, а также привлечение как априорных геологических данных так и данных интерпретации рассмотренной выше первой методики.

Выводы

Рассмотренные приемы интерпретации и полученные результаты позволяют еще раз по достоинству оценить метод зондирования становления поля в ближней зоне, как многогранного и информативного метода, направленного на решение многих задач нефтяной геологии.

Работа выполнена при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ (проект №2010-218-01-192).

НАПРАВЛЕННАЯ КИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА ВЫСОКООБВОДНЕННЫХ ПЛАСТОВ

Приводятся результаты лабораторных и опытно-промышленных работ, направленные на усовершенствование кислотной обработки высокообводненных пластов.

Ключевые слова: призабойная зона, кислотная обработка, продуктивность, проницаемость, поверхностно-активное вещество, эмульсия.

В ОАО «НИИнефтепромхим» в течение ряда лет проводятся работы по созданию технологий увеличения нефтеизвлечения из неоднородных высокообводненных пластов на основе химических реагентов – углеводородных композиций поверхностно-активных веществ (УК ПАВ).

Как правило, кислотные обработки при обводненности продукции выше 40–60 % неэффективны. В отличие от других кислотных методов, разработанная технология направленной кислотной обработки высокообводненных

пластов (НКОВП) предназначена для увеличения продуктивности скважин, вскрывающих как карбонатные, так и терригенные пласты с температурой 15–55 °С и различной минерализацией попутно-извлекаемых вод и обводненностью продукции более 80%.

Метод основан на увеличении эффективности кислотных обработок путем блокировки высокопроницаемой обводненной части пласта. Блокировка зон с повышенной проницаемостью осуществляется с помощью вязких «ге-

Окончание статьи Г.С. Хамидуллиной, Д.К. Нургалеева, Д.И. Хасанова «Особенности интерпретации данных электромагнитных зондирований...»

Литература

Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.:ГЕОС, 2003. 402.

Иберла К. Факторный анализ. М. Статистика, 1980, 398.

Каримов К.М., Валеев С.Г., Еронова Е.В., Буткус Е.М. Оценка нефтеперспективности структур в Мелекесской впадине по электромагнитным зондированиям. *Георесурсы*. 2005 №2(17). 41–45.

Каримов К.М., Шабалин Н.Я., Балахнина и др. Геоэлектрическая модель земной коры Татарстана по данным электромагнитных зондирований. М: ЕАГО, *Геофизика*, 2003. 42–46.

Киселев Е.С., Ларионов Е.И., Сафонов А.С. Электрические свойства нефтегазоносных разрезов. Поисковые признаки залежей углеводородов в методах высококорреляционной электроразведки. М.: Научный мир, 2007. 167.

Корольков Ю.С. Зондирование становлением электромагнитного поля для поисков нефти и газа. М.: Недра, 1987. 116.

Кукуруза В.Д., Смольников Б.М. Геоэлектрические исследования при поисках залежей нефти и газа. Киев: Наукова Думка. 1984. 140.

Матвеев Б.К. Электроразведка: Учеб. Для вузов-2 изд., перераб. и доп.-М.: Недра, 1990. 368.

Сидоров В.А., Тикшаев В.В. Электроразведка зондированиями становлением поля в ближней зоне. Саратов. 1969. 58.

Хамидуллина Г.С., Хасанов Д.И. Некоторые методические приемы обработки данных электроразведочных зондирований становления поля в ближней зоне с целью выявления углеводородов. *Нефть. Газ. Новации*. 2009. №9. 57–60.

Хмельской В.К. Геофизические методы земной коры. Кн.1. Дубна: Международный университет природы, общества и человека «Дубна», 1997. 184.

Яковлев А.П., Корольков Ю.С. Эффективность электроразведочных методов при поисках нефти и газа. *Разведочная геофизика*. М., 1988. 42.

Якубовский Ю.В., Ренард И.В. Электроразведка. М.: Недра, 1991. 359.

electromagnetic probing interpretation in near-field time-domain electromagnetic sounding modification. The first interpretation method is classic with transient response curve visual analysis, specific conductivity calculation, maps and section of specific conductivity analysis usage. The second technique of interpretation is based on usage of the main components method applied to electromagnetic probing data. Informational content, advantages and disadvantages of each method are reviewed.

Key words: near-field time-domain electromagnetic sounding, conductivity, longitudinal conductivity, pmain components method, factorial loadings.

Галина Сулеймановна Хамидуллина

Старший преподаватель кафедры геофизики. Научные интересы: комплексирование геофизических методов, гравиразведка, электроразведка, сиквенс-стратиграфия.

Данис Карлович Нургалеев

Д. геол.-мин. н., проректор по научной деятельности, директор Института геологии и нефтегазовых технологий, заведующий кафедрой геофизики и геоинформационных технологий. Научные интересы: комплексные технологии прогнозирования и поиска залежей нефти и газа (геоинформатика, геофизика, геотектоника, геохимия, геоморфология, космические методы). Палеогеофизические исследования отложений современных озер (палеомагнетизм, палеоклимат, палеобиология).

Дамир Ирекович Хасанов

К. геол.-мин. н., доцент кафедры геофизики. Научные интересы: комплексирование геофизических методов, магниторазведка, электроразведка, палеомагнетизм.

Казанский (Приволжский) федеральный университет, Институт геологии и нефтегазовых технологий. 420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д.4/5. Тел.: (843)233-74-75.

G.S. Khamidullina, D.K. Nourgaliev, D.I.Khasanov. **Peculiarities of the electromagnetic probing data interpretation in the search of hydrocarbon accumulations.**

The article discusses two methodological techniques of the

леобразных» эмульсионных систем обратного типа, образующихся при контакте УК ПАВ - реагента СНПХ-9633 с водами, обводняющими скважину. Последующее введение кислотного состава позволяет подключить в работу низкопроницаемые нефтенасыщенные части пласта неочащенные ранее воздействием.

На основании лабораторных исследований была установлена возможность образования высоковязких эмульсий при контакте реагента СНПХ-9633 с кислотой, как в свободном объеме, так и в пористой среде. Эксперименты, выполненные на насыпных моделях пористой среды (кварцевого песка), показали, что УК ПАВ, обладая малой вязкостью, не оказывает сопротивления при введении его в модель.

При контакте с разбавленным (12%-ым) кислотным раствором (Рис. 1а), закачиваемым следом, также как и с водой, образуется высоковязкая эмульсия, обладающая блокирующим действием. При этом наблюдается снижение проницаемости модели ~ в 300 раз. Повышение давления нагнетания в 2 раза не приводит к восстановлению подвижности фильтрующейся системы. При использовании концентрированного (24%-го) кислотного состава (Рис. 1б) также происходит образование эмульсии, однако блокирующее действие ее проявляется в меньшей степени. Проницаемость пористой среды снижается только в 20 раз и при увеличении давления в 2 раза полной остановки фильтрации не происходит.

Аналогичные данные по снижению проницаемости пористой среды были получены и на карбонатном керне башкирского яруса с начальной проницаемостью по воде 0,020 мкм². В процессе фильтрации УК ПАВ и кислотного состава отмечен значительный рост градиента давления (в 5-6 раз) до момента прорыва кислоты. Полученные результаты обусловлены высокими реологическими характеристиками образующихся в пористой среде блокирующей систем.

Зависимость вязкости эмульсий, образующихся при

| Тип коллектора | Количество скважин | Дополнительная добыча нефти, тыс. т |
|---|--------------------|-------------------------------------|
| карбонатный | 12* | 5,8 |
| терригенный | 5** | 2,2 |
| Эффект продолжается * - во всех скважинах, ** - в 4 скважинах | | |

Таблица. Результаты обработки добывающих скважин УК ПАВ совместно с кислотой по технологии НКОВП с целью увеличения их продуктивности.

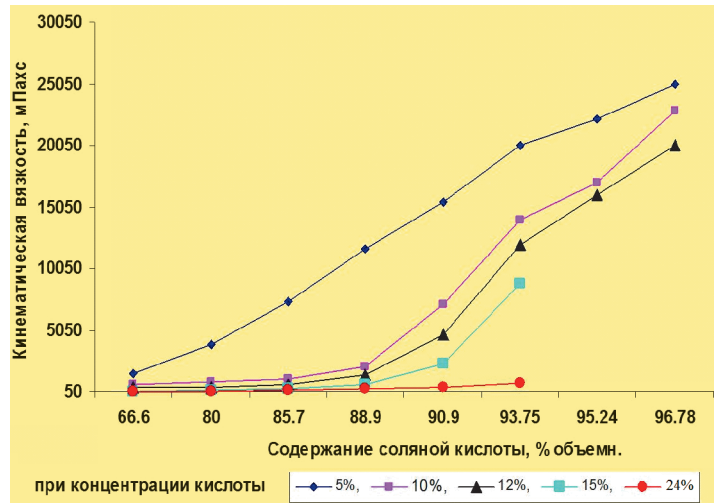


Рис.2. Зависимость вязкости эмульсий от концентрации используемой кислоты.

смешении реагента СНПХ-9633 с кислотой, от концентрации используемой кислоты приведена на рис.2. Как видно из приведенных данных, с понижением концентрации кислоты от 24 до 5% вязкость эмульсий существенно увеличивается (от 60 до 25000 мПа.с.), что сказывается на фильтрационных характеристиках системы. То есть при снижении концентрации кислоты в результате взаимодействия ее с породой коллектора и/или разбавления водой вязкость образующихся эмульсий не снижается.

Испытания технологии НКОВП проводились на месторождениях ОАО «Татнефть» в добывающих скважинах с обводненностью более 80%, вскрывающих неоднородный по проницаемости карбонатный или терригенный пласт, имеющий в разрезе неработающие зоны или пропластки с неполностью выработанными запасами нефти. Скважины, характеризовались низкими динамическими уровнями и снижением дебитов в процессе эксплуатации.

При подготовке скважины к проведению технологического процесса в случае низкой начальной приемистости скважины ее повышали существующими способами (кислотной ванной или перфорацией). В скважинах с высокой приемистостью (поглощающих) реагент СНПХ-9633 закачивали совместно с наполнителем-глинопорошком.

Количество закачанного реагента СНПХ-9633 изменялось от 15 до 24 м³ и

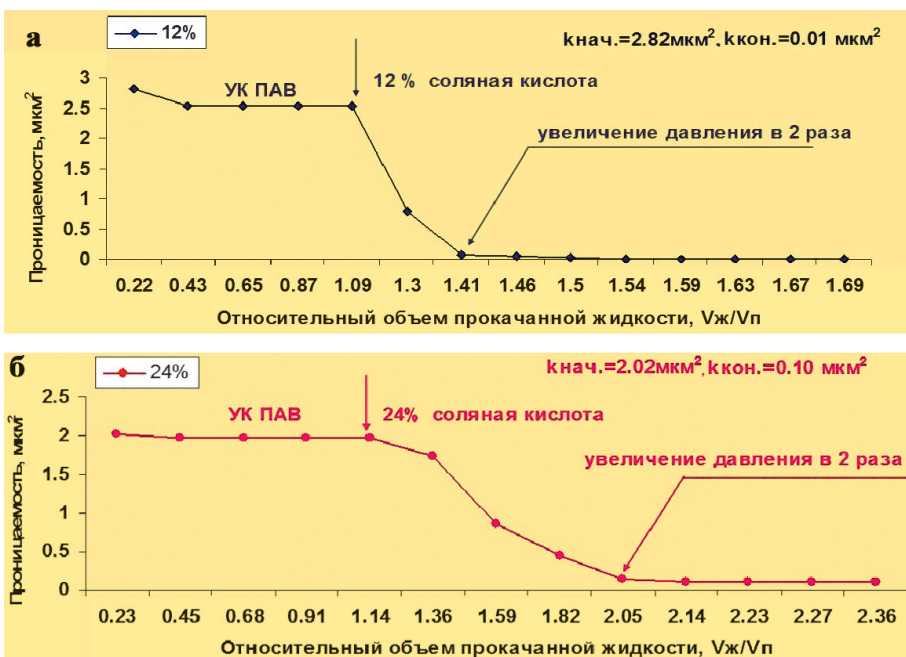


Рис. 1 Изменение проницаемости модели пористой среды в процессе фильтрации УК ПАВ и соляной кислоты а – 12%-ой; б – 24%-ой.

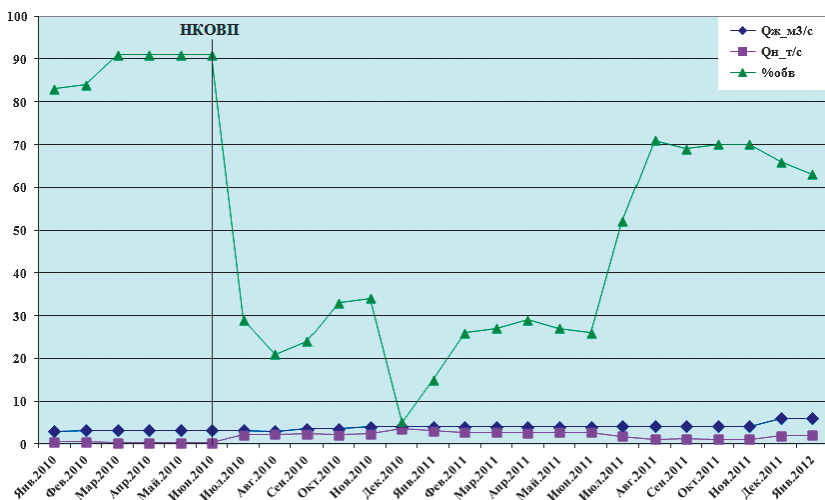


Рис.3. Динамика работы скважины, вскрывающей отложения нижнего карбона, до и после применения технологии НКОВП.

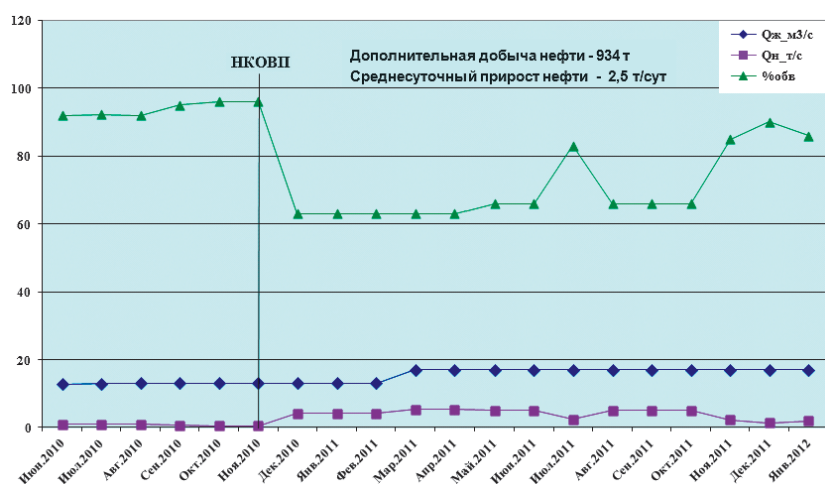


Рис. 4 Динамика работы скважины, вскрывающей девонские отложения, до и после применения технологии НКОВП.

составляло обычно 18-20 м³. Реагент закачивали в скважину в товарном виде. Затем вводили кислотный состав. Оторочки реагентов продавливали в пласт водой. После этого скважину оставляли на реагирование, а затем запускали в работу.

Технология проста в исполнении. Для ее реализации не требуется специального оборудования, а только стандартное нефтепромысловое: насосный агрегат, автоцистерны (для доставки реагента и воды) и кислотовоз.

На 1.01.2012г. по технологии НКОВП обработано 17 скважин, вскрывающих карбонатные (12 скв.) и терригенные (5 скв.) коллектора с различной минерализацией извлекаемых вод. Все скважины характеризовались высокой начальной обводненностью добываемой продукции: (в среднем более 85%). Часть из них (68%) находилась в режиме технологического ограничения в виду низкой рентабельности. В большинстве скважин динамические уровни были низкими, причем в половине скважин карбонатных залежей отмечался прихват газа. Перед обработкой дебиты жидкости скважин карбонатных залежей составляли в среднем около 3 т/сут., терригенных бобриковских – около 7 т/сут., девонских – 50 т/сут.

О результативности выполненных работ судили по изменению динамических уровней, коэффициентов продук-

тивности скважин, обводненности продукции и дебитов жидкости и нефти.

После применения НКОВП во всех скважинах наблюдалось повышение динамических уровней и увеличение коэффициентов продуктивности. Обводненность добываемой продукции снизилась (в среднем на 20%), а дебиты нефти увеличились (в 2-5 раз), что позволило перевести скважины из периодического на постоянный режим эксплуатации.

Динамика работы скважин до и после применения технологии НКОВП в карбонатных и терригенных коллекторах приведена на рисунках 3 и 4. Как видно из рисунков, после применения метода наблюдается увеличение дебитов нефти скважин при одновременном снижении обводненности добываемой продукции.

Обобщенные результаты применения технологии НКОВП на 1.01.2012 г. представлены в таблице. Текущая дополнительная добыча нефти составила 8045т (473 т/скв.-обр.) при среднесуточном приросте дебита нефти 1,8 т/сут. и продолжительности эффекта в среднем 10 мес. Сокращение добычи попутно-извлекаемой воды – 14115т (830 т/скв.-обр.). Успешность – 88,2%. На всех скважинах кроме одной эффект продолжается

То есть применение технологии НКОВП может быть одним из перспективных методов интенсификации и увеличения нефтеизвлечения из высокообводненных пластов.

О.Б. Sobanova, I.L. Fedorova, D.V. Krasnov. Directed acid treatment of highly watered strata.

The results of laboratory and field operations oriented on highly watered strata acid treatment improvement are described.

Keywords: bottom-hole area, acid treatment, producibility, permeability, surface-active agent, emulsion.

Ольга Борисовна Собанова
К.хим.н., старший научный сотрудник, заведующая лабораторией разработки составов для химического воздействия на пласт.

Ирина Леонидовна Федорова
К.тех.н., старший научный сотрудник.

Дмитрий Викторович Краснов
Ведущий инженер-геолог.

ОАО "НИИнефтепромхим"
420061, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.
Тел.: (843) 272-52-14, факс: (843) 272-60-81.

О ЦЕЛЕВОЙ РЕСПУБЛИКАНСКОЙ ПРОГРАММЕ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Учитывая актуальность ввода в промышленную эксплуатацию месторождений тяжелых нефтей и природных битумов, а также опыт и современные достижения, дано обоснование необходимости формирования единой целевой государственной республиканской программы комплексного освоения данного углеводородного сырья.

Ключевые слова: тяжелые нефти, природные битумы, целевая программа.

Состояние освоения ресурсов природных битумов как источника углеводородного сырья, их рентабельной добычи и переработки с учетом особенностей их залежей, расположенных на территории Татарстана является предметом серьезного обсуждения как на научно-практических конференциях, так и на страницах средств массовой информации. Периодически данная актуальная проблема становится предметом внимания и руководства Республики. Татарстан – старый нефтедобывающий район, а залежи тяжелых нефтей, сверхвязких нефтей и природных битумов рассматриваются как стратегические резервы, что нашло отражение в таких документах, как:

– Проект Госпрограммы СССР, «ПРИРОДНЫЕ БИТУМЫ СССР», 1978-1980 гг (РМНТК «НЕФТЕОТДАЧА, ВНИИнефть»);

– «Технико-экономическое обоснование создания АО «Татнефтебитум» по добыче высоковязких нефтей и природных битумов с переработкой всей продукции» 1997 г.; «Программа освоения ресурсов природных битумов Республики Татарстан до 2020 года», 2001 г. (БКО ВНИИнефть);

– «Разработка программы освоения ресурсов природных битумов республики Татарстан на период до 2020 года», 2005 г. (ОАО «Татнефтехиминвест-холдинг»);

– «Технико-экономическое обоснование освоения месторождений сверхвязких нефтей на лицензионных территориях ОАО «Татнефть»» (ТатНИПИнефть), 2008 г. и др.

Однако принципиальные положения стратегии их освоения находятся в стадии дискуссии (Хисамов и др., 2007; Муслимов и др., 2012; Гатиятуллин и др., 2006). Данные ресурсы углеводородов принято называть нетрадиционными, так как для их извлечения из недр и получения из них энергии требуется применение технологий и методов, которые отличаются от тех, что используются при освоении традиционных ресурсов нефти и углеводородных газов. В нашей Республике месторождения тяжелых, сверхвязких нефтей и природных битумов содержат значительные запасы, однако технологии их эффективной комплексной промышленной эксплуатации практически отсутствуют. Требуется глубокое систематическое их изучение, разработка широкого ассортимента методов извлечения, переработки и решения многих сопутствующих задач. До сих пор нет ясности об общем объеме запасов, ранжировании месторождений по сте-

пени извлечения углеводородов, по рекомендациям наиболее приемлемых методов воздействия на пласт для каждого из месторождений такого углеводородного сырья, а также принципиальных схем переработки с целью наиболее эффективного комплексного использования. В ОАО «Татнефть» ведутся опытно-промышленные работы, однако для их интенсификации необходимо дополнительное привлечение ученых, а также специального научного оборудования и т.д.

Условно этапы освоения тяжелых нефтей и природных битумов РТ можно представить в следующем виде.

1. 1970-е гг. геологическое изучение, поиск и разведка, начало ОПР.

2. 1980-е гг. ОЭНГДУ «Татнефтебитум», модернизация Шугуровского битумного завода, БКО ВНИИнефть «Природные битумы»,

Проект организации нефтебитумного комплекса с участием специалистов ГДР (добыча и переработка).

3. 1991 г. Всесоюзная конференция «Комплексное освоение природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка)», г. Казань.

1994 г. Международная конференция «Нефть и битумы», г. Казань.

1995 г. Приём Республики Татарстан в ЮНИТАР-центр по тяжелым нефтям и битумам при ООН, г. Хьюстон.

4. ликвидация ОЭНГДУ «Татнефтебитум», Шугуровского битумного завода, замораживание работ...

5. «изучение канадского опыта», визиты в Канаду...

6. 2005 г. н/вр. – новый этап по ОПР на Ашальчинском месторождении, что позволило к 2011 г. в сумме добыть порядка 100 тыс. тонн углеводородного сырья.

В 2006 г. Распоряжением Кабинета Министров РТ (№ 862-р от 26.06.06) была утверждена Концепция республиканской целевой программы «Освоения природных битумов Республики Татарстан до 2020 года» и поручено Министерству экономики и промышленности РТ и Министерству экологии и природных ресурсов РТ разработать «проект республиканской целевой программы по освоению природных битумов в Республике Татарстана период до 2020 года». Однако это Распоряжение до сих пор **не выполнено, а целевая программа так и не сформирована.**

В 2008 г. Постановлением КМ РТ N 412 от 20.06.08 (в ред. Постановления КМ РТ от 11.02.2009 N 75) четко определен порядок разработки, формирования и реализации долгосрочных целевых государственных программ. Следует особо отметить, что практически ни один документ из составленных в предыдущие годы и носящих в своем названии слова «Программа освоения природных битумов РТ» не удовлетворяют требованиям определенным данными документами КМ РТ, хотя несомненно каждый из них имеет особое значение.

В 2010 г. Академией наук РТ по заданию МЭПР РТ был проведен аналитический обзор современного состояния изученности и перспектив освоения данного углеводородного сырья на основании доступных документов и материалов. На начальной стадии составления и обсуждения данного отчета в АН РТ участвовали специалисты ОАО «Татнефть». По результатам проведенной работы был подготовлен проект, уточнённый с учетом современного состояния, Концепции освоения месторождений тяжелых, сверхвязких нефтей и природных битумов с целью инициирования официальной государственной поддержки данной сложной, но крайне важной для РТ проблемы, полагая, что только при государственной, в том числе финансовой поддержке по аналогии с успешным опытом Канады, будет возможно её эффективное решение в РТ. Предполагается, что данная Концепция откорректированная с участием специалистов ОАО «Татнефть», ННК, ОАО «Татнефтехиминвестхолдинг» и ряда министерств РТ, позволит наконец-то сформулировать, в строгом соблюдении с требованиями КМ РТ, Целевую республиканскую программу комплексного освоения тяжелых, сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана на долгосрочный период.

Одним из важнейших этапов эффективного решения данной проблемы должно быть создание **единой государственной структуры по координации и кооперации** деятельности ученых и специалистов нефтяных предприятий и учреждений при наличии постоянного финансирования, в том числе и из федеральных источников. Организация же в ВУЗах кафедр «под природные битумы» – это пока только отдельные разрозненные звенья. При этом особым звеном в такой единой цепи должен стать научно-экспериментальный центр, по аналогии, например, с Научно-технологическим центром нефтеносных песчаников COSI («The Imperial Oil – Alberta Ingenuity Centre for Oil Sands Innovation») при Университете Альберта (г.Эдмонтон, Канада), организованный компанией «Imperial Oil Resources LTD» и Технологическим факультетом Университета Альберты. А поскольку необходимые для практического внедрения рекомендации могут быть сформулированы лишь на основе экспериментов с реальными образцами сырья с конкретных месторождений и залежей, должны быть и соответствующие крупные модельные стенды. Такие пилотные установки, например, сконструированы в Центре новых технологий производства энергии (AICISE) при Университете Калгари (AICISE, 2007; Евдокимов И.Н., 2010). Особо следует отметить, что финансирование Центра AICISE осуществляется преимущественно за счет средств государства. При этом в качестве приоритетного финансирования получили, например, такие исследования, как:

- выявление условий максимального образования отложений асфальтенов в пласте;
- количественные оценки снижения проницаемости в результате образования отложений в пласте;
- измерения изменений качества (состава) добываемого сырья в условиях образования отложений при различных режимах проведения закачки в пласт пара, растворителей и др.

Здесь следует остановиться на том, что предметом перспективных исследований ведущих зарубежных научно-производственных центров в настоящее время является уже разработка методов и технологий воздействия на пласт следующего поколения, приводящих к частичному преобразованию тяжелого углеводородного сырья непосредственно в пласте. В этом отношении мы предлагаем приступить к разработке и реализации комплексного проекта по созданию «методов конверсии тяжелых углеводородов в пласте», включающего разработку «специальных химических композиций с катализаторами, активизирующими в пласте процессы (окисления, гидрирования, каталитического крекинга и др.), приводящие к разжижению тяжелых нефтей, СВН или ПБ и частичному их преобразованию в маловязкие системы». В результате облегчается добыча, а также транспорт и переработка такого углеводородного сырья. Данное направление исследований включает решение нескольких проблем: геологических, физических, химических и т.д. Этот проект под примерным названием «Разработка методов конверсии тяжелых углеводородов в пласте и технологий извлечения тяжелых нефтей и природных битумов путем внутрипластового их преобразования, в том числе с применением нанодисперсных катализаторов» мог бы объединить коллективы специалистов ИОФХ им.А.Е.Арбузова КазНЦ РАН, ТатНИ-Пинефть ОАО«Татнефть», ИНХС, ИПНГ РАН, КФУ (КГУ), КНИТУ (КХТИ), ОАО «НИИнефтепрохим» и др. В основе должно быть создание крупных модельных стендов и оперативная координация участников.

Определенный задел и опыт по кооперации различных коллективов у нас есть. Уместно отметить, что одна из первых крупных конференций по природным битумам – Всесоюзная конференция комплексного освоения природных битумов и высоковязких нефтей (извлечение и переработка) (Казань, 1991 г.) была инициирована и организована учеными Казанского научного центра АН СССР (в настоящее время – КазНЦ РАН), а опыт и результаты нефтяников Татнефти по ОПП ещё 70-х годов на Мордово-Кармальском и др. месторождениях РТ был в своё время использован зарубежными, в том числе канадскими, специалистами.

Надо отметить, что известные успехи Канады в области освоения месторождений тяжелых нефтей и битуминозных песчаников, которые вывели эту страну в лидеры, обусловлены, в первую очередь, эффективной государственной поддержкой, начиная с создания АОСТРА (The Alberta Oil Sands Technology and Research Authority), которая была основана правительством провинции Альберта в 1974 г. с целью развития технологий добычи тяжелой нефти и битумов. В 1986 г. АОСТРА вошла в состав Департамента энергетики Альберты (Alberta Department of Energy), а в 2000 г. – была преобразована в НИИ Энергетики Альберты (Alberta Energy Research Institute). В настоя-

шее время – это отделение в Совете Альберты по энергетике и окружающей среде (Alberta Innovates – Energy and Environment Solutions), осуществляющее государственную поддержку исследований по усовершенствованию существующих и по разработке новых технологий.

В 1995 г. в Канаде был создан Национальный совет по битуминозным песчаникам (National Task Force on Oil Sands), который в 1996 г. дал начало Канадской сети по научно-исследовательской деятельности и разработке технологий освоения битуминозных песчаников CONRAD (Canadian Oil Sands Network for Research and Development) также в рамках государственных программ и с участием частных инвесторов. Существенное значение имеет и льготное налоговое законодательство Канады, направленное на стимулирование работ по освоению тяжелого углеводородного сырья (Oil&Gas, 2011), принципиально отличающееся от налогов в РФ. Следует только надеяться, что законодатели Госдумы РФ примут наконец-то необходимые изменения и поправки в соответствующие законы.

Таким образом, формирование целевой долгосрочной программы геологического изучения и освоения тяжелых нефтей и природных битумов РТ должно базироваться на следующих принципах (АН РТ, 2010):

- согласование с готовящейся «Энергостратегией развития Республики Татарстан на период до 2030 года» в части развития топливно-энергетического комплекса;

- учет всей системы взаимосвязанных мероприятий и этапов по подготовке сырьевой базы природных битумов (воспроизводство запасов и опытно-методические работы по повышению коэффициента извлечения битумов), добыче природных битумов, транспортировке и переработке добытого сырья, реализации конечной продукции;

- сценарный подход, предусматривающий формирование и анализ возможных сценариев подготовки сырьевой базы и добычи природных битумов, транспортировки и переработки;

- необходимость координации действий и согласования интересов всех участников реализации проекта, включая государство, недропользователей и частные компании;

- рациональное и обоснованное в технико-экономическом отношении финансирование всего комплекса работ;

- эколого-экономическая сбалансированность развития нефтебитумного комплекса и размещения производственных сил региона, на территории которого будут осуществляться все стадии освоения природных битумов;

- обязательность оценки воздействия нефтебитумного комплекса на окружающую среду с последующей экологической экспертизой.

В результате реализации Целевой программы должно быть осуществлено распределение месторождений по кондиции, по применимости методов и будет проведена отработка технологий как для эффективной добычи, так и для переработки уникального сырья. При этом следует учесть, что, исходя из его химического состава и физико-химических свойств, возможно получение высоко ценных продуктов малотоннажной химии (Гайнанова и др. 2011), в том числе уже при первичной переработке. Представление о нефти и нефтепродуктах как о нефтяных дисперсных системах с использованием основных положений теории

регулируемых фазовых переходов и изменением размеров ассоциативных образований нефтяных дисперсных систем, позволяет создать принципиально новый подход интенсификации целого ряда технологических процессов и разработать материалы с заданными параметрами и свойствами. Асфальтеновые компоненты – основа для получения углеродных адсорбентов (очистка газов и воды, молекулярные сита), каталитических систем, композиций с полимерными материалами, ингибиторов окисления, ионообменных материалов, присадок к технологическим битумам, а так же как компоненты пластичных смазок, эмульгаторы, строительные материалы и др., что является темой отдельного подробного сообщения. Развитие нефтебитумного комплекса в блоке «добыча+переработка» существенно повысит его рентабельность.

Комплексный инновационный подход к исследованию углеводородного сырья при разработке методов извлечения, подготовке к транспорту и переработке позволит решить глобальную проблему, связанную как с максимальным извлечением нефти, природных битумов, так и их эффективного использования, с учетом экологии, но только при серьезном государственном подходе к проблеме. ОАО «Татнефть» проводит различные мероприятия по освоению залежей тяжелых нефтей и природных битумов практически только за свой счет, но это вряд ли целесообразно для интенсивного развития научно-исследовательских, опытно-промышленных работ и перспективного решения сложнейшей задачи. Также и без участия Федерального центра выполнение такой Целевой программы практически не реально и, акцентируя внимания на то что решение проблемы весьма актуально для всей России, необходимо предпринять необходимые организационные меры и внести на рассмотрение Правительства РФ предложения для софинансирования и принятия необходимых мер по стимуляции долгосрочной государственной программы под условным названием «Целевая программа разработки инновационных технологий комплексного освоения месторождений тяжелых, высоковязких, сверхвязких нефтей и природных битумов Республики Татарстан на период до 2030 г.».

Литература

Хисамов Р.С., Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е., Войтович Е.Д., Войтович С.Е. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан. Казань. ФЭН. 2007. 295.

Муслимов Р.Х., Романов Г.В., Каюкова Г.П., Юсупова Т.Н., Петров С.М. Перспективы тяжелых нефтей. ЭКО. №1(45). 2012. 35-40.

Гатиятуллин Н.С., Шаргородский И.Е. Подготовка к освоению месторождений природных битумов Республики Татарстан. Нефтяное хозяйство. №2. 2006. 42-46.

Гайнанова Р.Н., Будник В.А., Муратшин Р.Н. Современное представление о битумных продуктах. Нефтепереработка и нефтехимия. №10. 2011. 8-13.

AICISE. Alberta Ingenuity Centre for In Situ Energy. Annual Summary Report 2006. The University of Calgary. Calgary. Alberta. Canada. 2007. 12.

Евдокимов И.Н. Нанотехнологии управления свойствами природных нефтегазовых флюидов. М. МАКС Пресс. 2010. 364.

Oil and Gas Fiscal Regimes Western Canadian Provinces and Territories. Government of Alberta. June 2011. www.energy.alberta.ca/Tenure/pdfs/FISREG.pdf

Разработка сводной программы освоения месторождений тяжелых нефтей и природных битумов Республики Татарстан. Казань. АН РТ. 2010.

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ТАТАРСТАНА

Задача перевода экономики с сырьевой модели на инновационную является одной из наиболее важных на современном этапе развития России. Она актуальна и для Татарстана. Проблемам инновационного развития нефтяной отрасли промышленности Татарстана были посвящены заседания «круглого стола», прошедшие в Казани в 2010 и 2011 гг. под председательством президента республики Р.Н. Минниханова. В статье автор анализирует взаимоотношения участников инновационного процесса в нефтедобывающей отрасли и предлагает вариант решения некоторых из проблем на основе творческого сочетания теории стратегического менеджмента, методики квантово-экономического анализа, бизнес-модели «открытые инновации» и краудсорсинга.

Ключевые слова: инновации, нефтедобывающая отрасль, инновационная модель развития, стратегический менеджмент, квантово-экономический анализ, «закрытая модель» НИОКР, бизнес-модель «открытые инновации», краудсорсинг.

Данная статья, как и весь номер журнала в целом, посвящена итогам заседания «круглого стола» по вопросам внедрения инновационных технологий добычи нефти на месторождениях ОАО «Татнефть» и малых нефтедобывающих компаний, состоявшегося в АН РТ 19.12.11 г. под председательством президента РТ Р.Н. Минниханова. Это «круглый стол» было вторым по счёту. Первый состоялся годом ранее. Появилась возможность сравнить два этих заседания, сделать некоторые выводы о состоянии и векторе инновационного развития нефтяной отрасли (и не только) промышленности Татарстана.

С точки зрения тех, кто должен играть роль драйвера инновационного развития: научно-исследовательских организаций, ВУЗов, малых инновационных компаний (МИК) и индивидуальных новаторов, второе заседание «круглого стола» было «шагом назад» по сравнению с первым. После первого заседания были сформированы поручения президента РТ по рассмотрению инновационных проектов, предназначенных для внедрения в ОАО «Татнефть» и малых нефтяных компаний (МНК) РТ. Авторами проектов были, как крупные научно-исследовательские и проектные организации, так и республиканские МИК. И хотя все проекты МИК, попавшие в поручения президента, без особой аргументации были отклонены, осталась надежда, что «первый блин комом», а дальше «процесс пойдёт». Ожидания не оправдались.

Итогом второго заседания «круглого стола» стало «отлучение» МИК и индивидуальных новаторов от инновационного процесса.

Почему так произошло? Может быть, предложения МИК были невысокого качества или неактуальны? Нет. Многие из того, что предлагали МИК, успешно используется другими нефтяными компаниями. Причём не только на территории России, но и за рубежом. Предложенный нашей компанией способ «безводной» добычи нефти (Кузьмичев, 2011) не нуждается в обосновании актуальности. ОАО «Татнефть» занимается разработкой и испытанием подобных технологий около 40 лет. Достигнутые результаты достаточно скромны: обводнёность продукции на опытных скважинах удалось снизить с 90-95 % до 80-85 %. Предельно достижимый результат разработанных технологий, показанный в патентах ОАО «Татнефть», составляет 20-30 %. Мы же гарантируем снижение обводнённости добываемой продукции при «безводной» добыче до 5 % (реально должно быть 2-3 %).

Аргументация отказа от предложенного нами способа «безводной» добычи нефти в ходе рассмотрения поручения президента несколько раз изменялась. Окончательный вариант был незамысловат и вместе с тем убийственно «прост»: «Это теоретическая разработка, не прошедшая промысловых испытаний». Как будто новация может миновать стадию теоретической проработки. От нашего

Окончание статьи Г.В. Романова «О целевой республиканской программе комплексного освоения месторождений тяжелых нефтей...»

G.V. Romanov. **The objective republican program for the heavy oils and natural bitumen fields integrated development in the territory of the Republic of Tatarstan.**

Considering actuality of first production commencement of the heavy oils and natural bitumen fields, as well as experience and present-day achievements, substantiation of the uniform objective national republican program formation necessity of this hydrocarbon crude integrated development is given.

Key words: heavy oil, natural bitumen, objective program.

Геннадий Васильевич Романов

Профессор, д.хим.н., член-корр. АН РТ, академик РАЕН, заведующий отделом химии нефти Федерального государственного бюджетного учреждения науки Института органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра Российской академии наук.

420088, Россия, Казань, ул. Арбузова, д. 8.

Тел.: (843)273-18-62.

предложения просто «отмахнулись». Похожим образом были «рассмотрены» предложения других МИК, попавшие в поручения президента Татарстана Р.Н. Минниханова нефтяным компаниям после первого заседания «круглого стола». Обидно! За Державу.

Попробуем, отбросив эмоции, здраво проанализировать сложившуюся ситуацию и попытаться найти приемлемые пути решения проблем, вынесенных в заголовок данной статьи.

В определённом смысле, изложенное выше развитие взаимоотношений между участниками инновационного процесса закономерно. Крупным компаниям с малыми работать неудобно. И не только нефтяным, и не только «Татнефти». Об этом прямо сказано в национальном докладе «Управление исследованиями и разработками в российских компаниях» (Кузнецов и др., 2011). Почему так происходит?

Достаточно открыть любую книгу по стратегическому менеджменту (Ансофф, 1999), для того, чтобы найти ответ на вопрос о причинах возникновения сложностей при внедрении новаций и убедиться в объективности подобных процессов. В них целые главы посвящены «сопротивлению переменам» в компаниях и тому, как его преодолевать. Работники компаний с «конкурентным типом поведения» (производственники) никогда не приветствовали инновации, в отличие от работников с «предпринимательским типом поведения» (новаторы). Вслух производственники говорят: «Не нужно трогать отлаженный механизм», имея ввиду организационную структуру предприятия и сложившуюся систему взаимоотношений между подразделениями. При этом думают: «Зачем мне этот «геморрой» за те же деньги».

Много лет назад Макиавелли в своей знаменитой книге «Государь» сказал: «Нет ничего труднее, опаснее и неопределеннее, чем руководить введением нового порядка вещей, потому что у каждого нововведения есть ярые враги, которым хорошо жилось по-старому, и вялые сторонники, которые не уверены, смогут ли они жить по-новому» (Ансофф, 1999). В этих пророческих словах заключена сущность одного из основных источников сопротивления инновациям. Различия и противоречия ещё больше увеличиваются, если рассматривать взаимоотношения не внутри одной компании, а между компаниями – участниками инновационного процесса. В чём причина?

В теории квантово-экономического анализа (КЭА) произведена классификация рынков, компаний и продуктов (Шнейдер и др., 2002) в соответствии с эволюционной стадией их развития. Важнейшим открытием КЭА является то, что уровень развития компании определяет, с какими продуктами, находящимися на разных уровнях своего технического развития (Рис. 1), компания может работать. Компании первого уровня эффективны для работы с техническими системами первого же уровня. Обычно деятельность компании первого уровня заключается в разработке нового продукта.

Компании второго уровня могут работать с продуктами, являющимися техническими системами, как первого уровня, так и второго. «Второэтапные» компании умело доводят прототип до рыночного производства.

Компании третьего уровня прекрасно работают с продуктами, находящимися уже на третьем уровне своей тех-

нической эволюции или, по меньшей мере, на середине второго уровня. С продуктами первого уровня «третьеэтапные» компании не могут работать так же, как «первоэтапные» компании с продуктами третьего уровня. Нефтяные компании России, и ОАО «Татнефть» в том числе, являются компаниями третьего уровня, МИК – компании первого уровня. Это основное противоречие, которое проявилось в ходе проведения обоих заседаний «круглого стола» и после них. И постоянно присутствует во взаимоотношениях между компаниями – участниками инновационного процесса.

Но не только эта причина приводит к неудачам при реализации инновационных проектов. Повсеместно практикуемый инвестиционный и бизнес-анализ страдает принципиальным недостатком: он не учитывает, в какой мере продукт, компания и рынок сочетаются друг с другом. По отдельности каждый из этих компонентов может быть прекрасен, но вот их единое целое напоминает экосистему, где флору тропических лесов высадили на барханы пустыни и заселили это все тюленями. И как вы тут ни старайтесь отобрать и лианы позеленеет, и пески посыпучее, и тюленей поздоровее – эта экосистема погибнет. И виноват в этом будет не менеджер-садовник, в руках которого она не выжила, а тот, кто изначально так «хорошо» экосистему продумал, действительно собрав в неё все лучшее.

А как оценивается перспективность проекта по методике КЭА? Согласно КЭА, на первом этапе анализа необходимо не только оценить технические достоинства продукта, коллектив и ресурсы компании, размер рынка с его динамикой, но и определить эволюционную стадию развития каждого из этих компонентов. На втором этапе имеющееся сочетание эволюционных уровней развития продукта, компании и рынка сравнивается с матрицей разрешенных сочетаний (Рис. 2). Если получившаяся комбинация является разрешенной, проект может стать успешным. Если неразрешенной – проект обречен изначально, в силу эволюционной несовместимости ключевых компонентов.

На рисунке 2 по трем осям графика отложены четыре уровня развития технической системы, три уровня развития компании и пять уровней развития рынка. Получилось пространство из шестидесяти кубиков. В этом пространстве зелёным цветом отмечены кубики, соответствующие разрешенным эволюционным сочетаниям. Для усредненной ситуации их окажется всего 15, что составляет лишь четверть всех имеющихся вариантов. Это означает, что, не проведя КЭА, а, продолжая вслепую создавать сочетания идеальных продуктов, компаний и рынков, будет получена вероятность успеха лишь 25 %. И это при условии, что каждый из потенциально выигрышных проектов работает, как задумано, а не погибнет по пути от ошибок менеджеров.

Но неужели нет выхода из этого противоречия между сегодняшними задачами и культурой «третьеэтапных» компаний и стилем работы, требуемым для создания «первоэтапного» продукта, являющегося «шагом в завтра». Выход, разумеется, есть, и называется он «дочернее предприятие» (subsidiary). дочернее предприятие - это «второэтапная» компания, которая создается «третьеэтапной» материнской фирмой с целью разработки какой-то новой технологии и/или продукта. Никакого конфликта между вторым уровнем развития компании и первым уровнем

развития технической системы нет. Они прекрасно сочетаются. Когда же «второзапасная» компания разовьет продукт до уровня, приемлемого для работы «третьезапасной» материнской компании, продукт может быть в явном или неявном виде передан туда.

Стратегическое управление (Ансофф, 1999) и КЭА (Шнейдер и др., 2002) разработаны и получили признание в конце XX века. Некоторые их положения не отвечают современным требованиям и нуждаются в пересмотре. В последнее десятилетие во всём мире идёт процесс серьёзных изменений в корпоративных бизнес-стратегиях крупных компаний. Они связаны с переходом от традиционной «закрытой» модели осуществления научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) к модели, предполагающей активное взаимодействие с внешними источниками новых идей и технологий. В обобщающем виде эта новая модель получила наименование Open Innovation (открытые инновации) (Кузнецов и др., 2011). По одному из определений, «открытые инновации – это процесс систематического поиска и приобретения внешних источников знаний и технологий, а также эффективное использование этих знаний, как внутри самой компании, так и в процессе тесного взаимодействия со сторонними организациями». Речь идет не только о процессе притока этих знаний и технологий «снаружи внутрь» (главным образом через их прямую покупку), но и об обратном процессе «изнутри наружу», когда фирмы занимаются активной коммерциализацией своих собственных технологических знаний (прежде всего - через их лицензирование), а равно и об открытом обмене этими знаниями между различными экономическими субъектами.

Согласно традиционной «закрытой модели» НИОКР - научные исследования и опытно-конструкторские разработки, на протяжении многих лет лежавшей в основе корпоративных бизнес-стратегий, вся цепочка создания стоимости реализовывалась внутри фирмы - начиная с этапа создания новой идеи/продукта и вплоть до конечного вывода продукта на целевые рынки и послепродажного обслуживания. Соответственно, все внутрифирменные разработки держались в строжайшем секрете, а внешние источники новых идей и технологий, как правило, воспринимались в качестве подозрительных и ненадёжных.

ОАО «Татнефть» не являлась исключением в повсеместном использовании «закрытой модели» НИОКР. Основные исследования и разработки проводились в институте «ТатНИПИнефть» исключительно по заданию «Татнефти» и для «Татнефти». На фоне всеобщего развала отраслевой науки в 90-е годы прошлого века, сохранение коллектива и научного потенциала института «ТатНИПИнефть» является несомненной заслугой руководства «Татнефти». Благодаря этому, в конце XX – начале XXI века «Татнефть» занимала лидирующие позиции в Российской нефтедобывающей отрасли по количеству и уровню научно-технических разработок в сфере добычи нефти и многие годы заслуженно считалась самой высокотехнологичной Российской нефтяной компанией.

Однако к концу XX века эта консервативная бизнес-модель в значительной степени девальвировалась. В частности, существенно выросли средние затраты на новые технологические разработки, и одновременно происходило быстрое укорачивание циклов жизни инновационных

продуктов. Из-за этого окно рыночных возможностей компаний-разработчиков этих продуктов постоянно уменьшалось, что, в свою очередь, снижало вероятность получения ими хорошей отдачи от инвестиций в инновации.

Кроме того, из-за растущей сложности и мультидисциплинарности современных инноваций постоянно увеличивается цена доступа ко всем необходимым внешним знаниям о новых технологиях и новых рыночных возможностях, и все большему числу компаний приходится отказываться от осуществления масштабных внутрифирменных НИОКР (Кузнецов и др., 2011).

Необходимым условием активного внедрения инноваций является завершение предприятиями модернизации для сокращения технологического разрыва, с целью снижения издержек и доведения своей продукции до минимально конкурентного уровня. Для компаний, имеющих серьёзное технологическое отставание (а к таким еще недавно можно было отнести большинство российских компаний), модернизация путем покупки готовых технологий является приоритетной, поскольку позволяет с минимальным риском и меньшими издержками нарастить конкурентоспособность. Модернизация в «Татнефти» была совмещена с развитием в вертикально интегрированную компанию. В конце прошлого - начале нынешнего века широко использовались, а затем адаптировались к местным условиям многие передовые технологии нефтедобычи: гидроразрыв пласта (ГРП), забурирование боковых стволов (ЗБС) скважин и др. Продолжается возведение передового в технологическом отношении комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО» в Нижнекамске.

В то же время, заимствуя технологии, можно сократить разрыв с конкурентами, но невозможно превзойти их. Этот шаг позволяет лишь встать на одну ступеньку с мировым отраслевым мэйнстримом. Рассчитывать же на победу в конкурентной борьбе может только тот, кто предлагает принципиально новые продукты, в разы снижает себестоимость и увеличивает производительность труда, создает новые рынки. Добиться всего этого возможно, только развивая собственную систему исследований и разработок (ИиР) (Кузнецов и др., 2011).

К сожалению, ОАО «Татнефть» по-прежнему использует «закрытую модель» НИОКР. В этом кроется основная причина неутожительных для МИК Татарстана итогов второго заседания «круглого стола» по вопросам внедрения инновационных технологий добычи нефти на месторождениях ОАО «Татнефть» и малых нефтедобывающих компаний, состоявшегося в АН РТ 19.12.11 г. Если сотрудничество с крупными НИИ «закрытая модель» НИОКР допускает, то малым инновационным компаниям места в ней нет.

Вместе с тем, другие крупные нефтяные компании России создали и активно развивают свои корпоративные научно-технические центры (НТЦ). Крупные хорошо укомплектованные и оснащённые НТЦ имеют «Роснефть», «Газпромнефть», «ЛУКОЙЛ» и др. Активное создание корпоративных R&D-центров (Research & Development – исследования и разработки) и быстрое наращивание их мощи является сегодня главной тенденцией в развитии крупного российского бизнеса (Кузнецов и др., 2011).

Вместе с тем собственные подразделения по ведению

ИиР не являются конкурентами внешним исследовательским центрам. Напротив, помимо выполнения собственных работ, они выполняют ещё одну важную функцию – выступают в качестве заказчика по отношению к сторонним разработчикам. Поэтому корпоративные научно-исследовательские центры нужно рассматривать не как альтернативу модели открытых инноваций, а как неотъемлемую её часть, выполняющую роль интерфейса взаимодействия. Без собственных R&D-подразделений компании способны закупать лишь готовые решения, но не могут выступать квалифицированным заказчиком и вести заказные НИОКР.

Крупные российские компании вступили в фазу роста спроса на исследования и разработки (R&D). Пока это не носит тотального и революционного характера, но, по крайней мере, отраслевые лидеры демонстрируют завидную R&D-динамику. Сейчас «Татнефти» важно «не упустить момент» и своевременно перестроиться и реорганизовать свою инновационную инфраструктуру. В большинстве из Российских корпораций завершается или даже уже завершился процесс базовой модернизации. Технологический разрыв с мировым мейнстримом либо преодолен, либо требует для своего дальнейшего сокращения не простого заимствования технологий, но собственных разработок. Да и не торгуются свободно наиболее перспективные и высокомаржинальные технологии – конкуренты придерживают их для себя (Кузнецов и др., 2011). В этом «Татнефть» могла убедиться, попытавшись заключить стратегическое партнёрство с «Shell» для совместной разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов на территории Татарстана.

Остроты сегодняшнему моменту добавляют ещё два обстоятельства. Первое – отмеченный многочисленными исследователями рост инвестиций в R&D в глобальном корпоративном сегменте. После заметного спада в 2009 году вложения в исследования и разработки тысячи крупнейших корпораций мира выросли в 2010 году на 9,3 % до 550 млрд. долларов (данные Booz & Company – Global Innovation 1000), причем этот новый уровень превысил предрецессионную рекордную планку десятилетия, взятую в 2008 году – 521 млрд. долларов. Важно отметить, что хотя в лидерах нынешней активности в сфере исследований и разработок естественно обнаруживаются представители самых высокотехнологичных отраслей: компьюте-

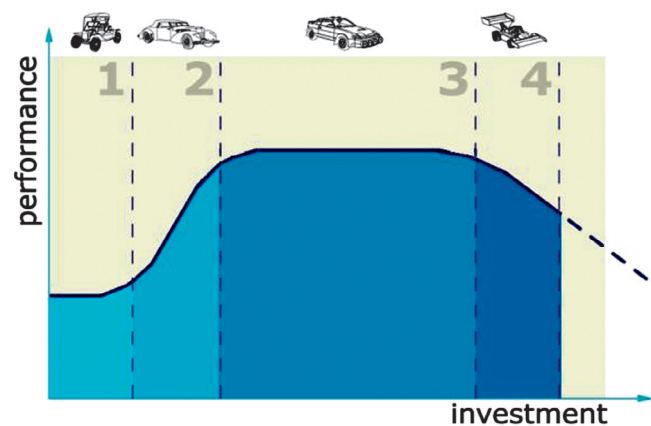


Рис. 1. Уровни развития продуктов (investment – инвестиции, performance – производительность).

ры и электроника, фармацевтика и биотехнологии – не так уж сильно уступают им средне- и даже низкотехнологичные промышленные сектора (автопром, химия, энергетика, промышленное строительство и даже нефтегазовая отрасль). Зарубежные конкуренты опять устремились в инновационный отрыв.

Второе важное обстоятельство касается российской государственной политики в инновационной сфере. В последний год очевиден переход от стадии стимулирования предложения, построения «мягкой» инновационной инфраструктуры и запуска на полную мощность работы институтов развития к стимулированию спроса на инновации со стороны бизнеса. Приняты многомиллиардные программы инновационного развития госкорпораций, вошли в рабочий режим программы, стимулирующие инновационное сотрудничество между промышленностью, наукой и ВУЗами, отработывается механизм технологических платформ, наконец, одобрена Инновационная стратегия Российской Федерации до 2020 года, в которой спросу на инновации со стороны бизнеса уделено повышенное внимание. Государство, приступив к «принуждению к инновациям» в собственном секторе и переходя к стимулирующим мерам в секторе частном, встречает в нём немало союзников, вставших на инновационную траекторию развития в силу рыночной логики. Пока это не похоже на встречу двух старых знакомых, понимающих друг друга с полуслова – проблемы коммуникации налицо, но при обоюдном стремлении их можно постараться преодолеть.

Неудовлетворённость руководства Татарстана состоянием и темпами инновационного развития базовой отрасли промышленности республики также чувствовалась во время проведения заседаний «круглого стола». Собственно, сам факт проведения подобных мероприятий говорит о наличии проблем в данной сфере. Республика Татарстан – один из самых инвестиционно привлекательных регионов России. По мнению Российских и иностранных рейтинговых агентств, Татарстан является лучшим регионом России для ведения бизнеса и инвестиций. У

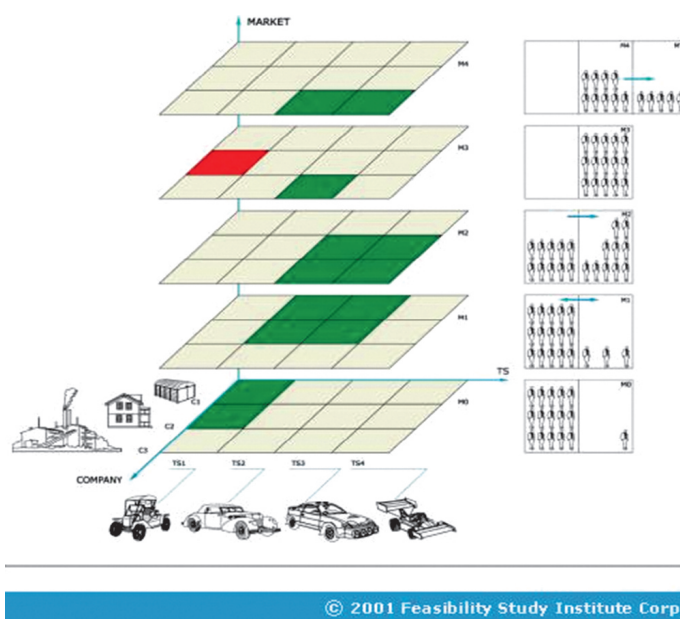


Рис. 2. Матрица разрешенных сочетаний рынков, компаний, продуктов и услуг в соответствии с КЭА (technical system – техническая система, company – компания, market – рынок).

нас в республике создана развитая инновационная инфраструктура – одна из лучших в России: инвестиционно-венчурный фонд, 4 промышленных парка, 6 технопарков, 6 бизнес-инкубаторов и т.д. Под эгидой Академии наук создан и ныне вступает в стадию активной деятельности научно-аналитический кластер, обладающий необходимым потенциалом для решения задач нефтяной отрасли во взаимодействии с ведущими учёными Республики Татарстан. Научный Татарстан первый и пока единственный в нефтедобывающей отрасли, кто ведёт работы над тем комплексом её ключевых проблем, которые обозначились благодаря выходу на инновационное проектирование в решении задач рациональной разработки нефтяных месторождений, повышению эффективности недропользования.

На таком фоне, успехи всех республиканских компаний в инновационном развитии, и «Татнефти» в том числе, не выглядят впечатляющими. Не исключено, что по примеру федеральных органов власти, руководство Татарстана будет вынуждено перейти к «принуждению к инновациям». В ближайшей перспективе данный шаг был бы позитивным.

Вместе с тем, параллельно необходимо продолжить инфраструктурные преобразования инновационной среды, способствующие повышению заинтересованности компаний в инновационном развитии. По примеру запущенной в 2012 году под контролем Агентства инвестиционного развития широкомасштабной кампании «Invest in Tatarstan», можно разработать и запустить программу «Open Innovation in Tatarstan», предусматривающую широкую кооперацию и взаимопроникновение исследований и разработок, проводимых компаниями, с различными научно-исследовательскими и проектными организациями, в т.ч. с МИК. Несомненно, успех возможен только при взаимном движении навстречу государства и бизнеса. Компаниям Татарстана, в т.ч. «Татнефти», необходимо изучить Российский и зарубежный опыт в развитии и применении бизнес-модели «открытых инноваций» (ОИ) и использовать его, творчески переработав применительно к условиям Татарстана.

В настоящее время в управлении R&D мультинациональных корпораций (МНК) проявляются следующие наиболее характерные тренды (Кузнецов и др., 2011):

- ради сохранения своих конкурентных преимуществ МНК во все большей степени концентрируются на «ключевых технологических компетенциях» (core competencies), определяя относительно небольшой набор таковых внутри собственных R&D-лабораторий и четко фокусируясь в дальнейшем на их поддержке и развитии;

- постоянно растет участие поставщиков различного оборудования и комплектующих в инновационном процессе, причем поставщики вовлекаются в него на все более ранних этапах новых технологических разработок, становясь для МНК одним из важнейших источников новых идей;

- все большее внимание уделяется мультипроектному менеджменту и распределению ресурсов, причем резкое ужесточение конкурентной борьбы на мировых рынках вынуждает МНК отказываться от всех нецелевых (т.е. не ориентированных на конкретные рынки) исследовательских проектов;

- все большее предпочтение отдается исследователь-

ским проектам с укороченными сроками разработки и вывода новых продуктов и услуг на рынок;

- резкое усложнение и ужесточение требований руководства МНК к процессу генерации новых идей способствует активному географическому рассредоточению R&D-лабораторий и их интеграции в корпоративные R&D-сети; также постоянно растет число формирующихся виртуальных проектных команд;

- наблюдается постоянный рост числа международных проектных команд и активное вовлечение в исследовательский процесс сторонних фирм и организаций;

В условиях постоянно растущей жесткой рыночной конкуренции между МНК новая модель «открытых инноваций» (ОИ), базирующаяся на широком использовании крупными компаниями в инновационном процессе внешних источников новых технологий и ноу-хау, а также создании ими многоуровневых исследовательских коллабораций, стала выходить на первый план. В настоящее время сверхпопулярная концепция ОИ энергично обрастает новыми теоретическими производными, многие из которых используются в качестве альтернативных вариантов или конкурентных разновидностей. Например, достаточно часто употребляется конструкция «инновационные экосистемы» – как правило, для обозначения международных инновационных сообществ или, иначе, «глобальных инновационных сетей» – создающихся крупными корпорациями для стимулирования ускоренной генерации новых идей и/или решения тех или иных принципиальных технологических проблем.

При этом не следует наивно полагать, будто пресловутая «открытость» этих сетей/сообществ является синонимом их бесплатности для всех желающих приобщиться к новейшим технологиям. Напротив, в отличие, скажем, от более радикальной модели «открытых источников» (Open Source), использование ОИ обычно подразумевает уплату лицензионных платежей и/или другие формы финансовых компенсаций.

В одной из своих недавних обзорных статей ведущие исследователи американского аналитического агентства Booz & Co Барри Ярузельски и Ричард Холман обозначили пять ключевых «стратегических сфер активности» современных компаний, в конечном счёте, определяющих общую эффективность использования ими теоретической модели открытых инноваций (Кузнецов и др., 2011). По мнению Ярузельски и Холмана, любой компании, стремящейся успешно инкорпорировать в свою стратегию эту модель, в первую очередь необходимо получить «мощный стартовый толчок» от одного из её топ-менеджеров. Более того, этот топ-менеджер в дальнейшем должен стать «главным рупором» новой инновационной парадигмы, в частности, под его непосредственным контролем создается специальный «департамент инноваций», который, в свою очередь, получает прямой доступ к новому корпоративному фонду инноваций.

Как подчеркивается многочисленными исследователями успешных практик применения моделей открытых инноваций, в «идеальном сценарии» таким пропагандистом ОИ должен стать CEO компании, т.е. ее главный исполнительный директор, который отвечает за основную часть текущей деятельности корпорации. Классический пример такого рода – CEO одного из мировых лидеров

потребительского рынка Procter&Gamble Эй Джи Лафли (A.G. Lafley), практически единолично принявший в 2000 году решение о переходе этой компании к осуществлению новой открытой инновационной стратегии «Connect + Develop» («Присоединяйся и развивайся»). В «Татнефти» инициатором внедрения модели ОИ может и должен стать генеральный директор Тахаутдинов Ш.Ф., обладающий, достаточно редким для руководителей столь высокого ранга, «предпринимательским типом поведения» (Ансофф, 1999).

Вторым важнейшим звеном открытой инновационной стратегии, согласно Ярузельски и Холману, должно стать быстрое налаживание системы активных контактов с «внешним миром», т.е. создание эффективных механизмов взаимодействия компании с различными внешними партнерами (такowymi партнерами могут быть Академия наук, университеты, другие компании, независимые частные изобретатели, а также конечные потребители и заказчики) и всестороннее развитие внутри компании процессов систематического мониторинга и апробации приходящих извне новых идей. В то же время для успешного применения полученных внешних знаний внутри фирмы необходимо, чтобы фирма обладала достаточным исходным инновационным и «абсорбционным» потенциалом, т.е. предшествующим опытом создания собственных новых продуктов/технологий/услуг и отлаженной системой их вывода на рынок.

Так, несмотря на то, что компания Procter&Gamble в начале 2000-х годов запустила новую глобальную инициативу «Connect + Develop», одной из главных задач которой было заявлено получение компанией по истечении пяти лет с момента начала реализации программы 50 % идей от внешних источников, параллельным курсом её руководство продолжало осуществлять активные инвестиции во внутренние R&D для того, чтобы уровень инновационной компетенции собственного персонала соответствовал ожидаемому массовому притоку извне новых идей и технологий.

В свою очередь, для создания эффективной системы взаимодействия компании с внешними контрагентами внутри этой компании также необходимо создать соответствующую культурную среду, стимулирующую процессы открытой коммуникации и рост взаимного доверия её участников. Как отмечают Ярузельски и Холман, одна из главных проблем, с которыми сталкиваются компании, стремящиеся применять на практике схемы ОИ, как раз и заключается в неразвитости (а зачастую и в полном отсутствии) культурной среды, устойчиво подпитывающей эти процессы (Кузнецов и др., 2011). Соответственно, для того, чтобы достичь реальных успехов в этой сфере, топ-менеджмент компании должен всячески пропагандировать и поощрять «режим открытого обмена идеями», как между внутренними подразделениями фирмы, так и между работниками компании и внешними партнерами. Для этого, в частности, могут быть использованы форумы на сайтах компаний, например: «Татнефти», где должны обсуждаться, как конкретные проблемы и инновационные проекты для их решения, так и состояние инновационной среды компании.

Также, для роста эффективности использования моделей и схем ОИ топ-менеджменту следует уделять особое

внимание процессинговым и инструментальным инновациям внутри самих компаний, в частности, всячески культивировать практики непрерывного совершенствования производственных процессов, корпоративной IT-инфраструктуры, оптимизации управленческих, маркетинговых схем и т. п. Например: для совершенствования инновационного процесса, по аналогии с торгово-закупочной площадкой «Татнефти» (www.etp.tatneft.ru/pls/tzpf?p=220:552:2630090719375028): можно создать инновационную площадку. На ней компания разместит перечень проблем, требующих решения, сведения об ожидаемом экономическом эффекте и предлагаемых инвестициях в каждый инновационный проект. По аналогии с тендерами на закупку оборудования, сырья и материалов должны проводиться регулярные конкурсы инновационных проектов. Для проведения конкурсов должны быть разработаны простые и понятные всем участникам правила. Подобную инновационную площадку с аналогичными правилами функционирования можно создать для малых нефтяных компаний Татарстана на сайте «Нефтеконсорциума», который их объединяет.

Наконец, последним звеном в осуществлении открытой инновационной стратегии должно стать налаживание внутри компании четкой системы эффективного использования выявленных во внешнем мире перспективных идей. В частности, топ-менеджменту компаний для этого следует тщательно продумать схемы внутреннего бюджетирования инновационных проектов и финансового стимулирования индивидуальных инициатив своих работников, а также выработать эффективные схемы контроля и отслеживания всех инновационных идей (Кузнецов и др., 2011).

В «Татнефти» для этих целей можно использовать действующую комплексную автоматизированную систему (КАС) «ЭДИСОН+» (www.csmr.ru/?q=node/56). Она предназначена для автоматизации процессов накопления, хранения, оперативной обработки, эффективного контроля и анализа информации о результатах инновационной, изобретательской и рационализаторской деятельности предприятия, объектах интеллектуальной собственности, и их использовании в производстве. КАС «ЭДИСОН+» можно доработать и применить для отбора, хранения и использования инновационных идей и перспективных для ОАО «Татнефть» объектов интеллектуальной собственности сторонних организаций.

Данные предложения не претендуют на «абсолютную истину» и полноту охвата проблемы улучшения «инновационного климата» в нефтяной отрасли Республики Татарстан. Для выявления проблем и поиска путей их решения необходимы совместные усилия, «коллективный разум» множества грамотных специалистов и неравнодушных креативных людей. Для этого можно использовать появившуюся в начале 21 века новую форму генерации и отбора идей – краудсорсинг. Краудсорсинг (англ. crowdsourcing, crowd – «толпа» и sourcing – «использование ресурсов») – решение определённых конкретных задач силами неопределённого большого круга людей (Рыцарева, 2012).

В 2000 году канадская золотодобывающая компания GoldCorp вопреки обычаям отрасли выложила в открытый доступ полувековой массив данных своей геолого-разведки. Выделив призовой фонд в размере 575 тыс. долл.,

GoldCorp предложила всем желающим «поискать золото на картах». Участники конкурса из 50 стран, используя порой весьма неожиданные идеи, определили в итоге 110 перспективных мест для поискового бурения, и 80 % из них оказались продуктивными. Найденные залежи и полученные в результате конкурса знания позволили за несколько лет в 90 раз увеличить обороты компании. Может быть, стоит попробовать так добычу нефти в Татарстане увеличить?

Имеется успешный опыт применения краудсорсинга и в России - закон о рыболовстве, который проходил экспертизу на платформе российской инновационной компании Wikivote!. На сайте zakon.fom.ru, где проходило обсуждение закона, суммарно зарегистрировалось более 5 тыс. человек, равнодушных к этой теме. Люди могли вносить предложения, править положения закона. Варианты изменений оценивали те же участники сообщества. Некоторые варианты получали только отрицательные отзывы, некоторые оценивались на ура. Авторы последних образовали группу «народных» экспертов, вес их предложений мог быть в 15-25 раз больше, чем обыкновенных участников. В итоге появилось около тысячи поправок, из них около 20 были внесены от Госкомрыболовства как настоящие поправки в закон.

Агентство стратегических инициатив (АСИ) и Witology (witology.com/) приглашают в краудсорсинговые проекты участников, готовых внести свой вклад в улучшение инвестиционного климата России. В основу системы Witology положена гибридная социо-семантическая сеть, объектами которой являются как члены сообщества, так и тексты – документы и идеи – с которыми они работают. Общая схема работы состоит в том, чтобы сначала стимулировать появление в системе новых людей и идей, а затем запустить процесс эволюционного отбора среди них. На выходе из этого «перемешивающего слоя» заказчик получает сразу два результата: эффективные идеи, которые смогли выжить в столкновении с конкурентами, и группу толковых людей, хорошо понимающих суть проблемы и подходы к её решению.

С помощью Witology компания может научиться новому освоить и использовать новый способ производства знаний и новый подход к решению интеллектуальных задач. Кроме того, становится возможным внедрение инновационных методов поиска нужных людей и решения задач управления человеческим капиталом (<http://witology.com/company>). На любом предприятии есть наиболее активные, компетентные, мотивированные и продуктивные энтузиасты – «толковые люди». Таких людей примерно 5-8 % от всего персонала. На крупных предприятиях это может быть равнозначно нескольким тысячам сотрудников. Witology позволяет найти «толковых людей».

В эпоху зарождения корпоративных приложений (ERP, CRM, SCM, OMA, BA) их «распространение» на предприятиях происходило сверху вниз. Начальство принимало решение о внедрении, IT-отдел покупал и запускал с помощью производителя, прочие отделы привлекали для внедрения, рядовому экономисту или инженеру ставили на стол терминал, обучали и заставляли работать на этом приложении. Witology реализует принципиально новую бизнес-модель, при которой приложение распространяется на предприятиях снизу вверх (bottom-up-distribution).

Новый подход позволяет объединять людей и выполняемые ими задачи на общей платформе Witology сначала по отделам, потом по всему предприятию, потом с партнерами, клиентами... В результате и получается bottom-up-distribution и новая бизнес-модель.

Внедрение данной бизнес-модели на крупных предприятиях Татарстана, в т.ч. «Татнефти», позволит получить новый импульс развития. Она гармонично сочетается с моделью «открытых инноваций» и с основными положениями квантово-экономического анализа (КЭА). Совместное применение краудсорсинга, открытых инноваций и КЭА позволит компаниям Татарстана не только быстрее перейти на инновационный путь развития, но и заложить фундамент поступательно развития в будущем.

Важно, чтобы приведённые в данной статье предложения не «повисли в воздухе». Чтобы они были рассмотрены в ОАО «Татнефть», МНК Татарстана, руководством нашей республики. А результаты рассмотрения можно будет проанализировать и обсудить на третьем заседании «круглого стола» по вопросам внедрения инновационных технологий добычи нефти на месторождениях ОАО «Татнефть» и малых нефтедобывающих компаний, которые, по предложению президента Татарстана Р.Н. Минниханова, стали традиционными.

Литература

Ансофф И. Новая корпоративная стратегия. СПб: Питер Ком, 1999.

Кузнецов Е.Б., Литовченко С.Е., Медовников Д.С. и др. Управление исследованиями и разработками в российских компаниях: Национальный доклад. М.: Ассоциация менеджеров. 2011.

Кузьмичев Н.П. «Инновационный способ безводной добычи нефти». Доклад на 8-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2011». Москва. 2011.

Рыцарева Е. Локальная мудрость. «Эксперт». № 17. (800). 2012.

Шнейдер А., Кацман Я., Топчишвили Г. Наука побеждать в инвестициях, менеджменте и маркетинге. М: ООО «Издательство АСТ». 2002.

N.P. Kuzmichev. **Certain issues of the oil industry of Tatarstan innovative development.**

The challenge of economy remittance from primary model to innovative is one of the most important challenges on the current stage of the Russian Federation development. It is currently important for Tatarstan as well. Round-table meetings under the chairmanship of the president of the Republic of Tatarstan R.N. Minnikhanov, which were hold in 2010 and 2011 in Kazan, were dedicated to the issues of the Tatarstan oil industry innovative development. In this article the author analyses interrelations of the oil industry innovative process participants and proposes alternative solution for some problems on the basis of the strategic management theory, quantum-economic analysis methodology, «open innovations» business model and crowdsourcing creative combination.

Key words: innovations, oil industry, strategic management theory, quantum-economic analysis methodology, «open innovations» business model, crowdsourcing creative combination.

Николай Петрович Кузьмичев
Директор ООО «Нефть XXI век»

423452, г. Альметьевск, ул. Пушкина, д. 50, к. 8.
Тел./факс: +7 (8553) 325-32. Моб.: +7 9173901609

ОСОБЕННОСТИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ВОЛН ДАВЛЕНИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЛОКАЛЬНО-НЕРАВНОВЕСНЫХ МОДЕЛЕЙ

В работе рассматриваются основные линейные математические модели фильтрации жидкостей в пористых средах, приводятся расчеты фазовых и групповых скоростей для используемых уравнений эволюции, результаты численного моделирования значений этих скоростей при различных соотношениях релаксационных параметров, сопоставляются полученные результаты с экспериментальными данными по фильтрации жидкости в однородных высокопористых средах в условиях волн давления.

Ключевые слова: гидродинамика, фильтрационные модели, волны давления, фазовая скорость.

Введение

Гидродинамические исследования скважин являются на сегодняшний день необходимым инструментом для получения информации о фильтрационных параметрах в межскважинном интервале, таких как гидропроводность и пьезопроводность. Информация о значениях этих параметров важна для создания технологии разработки всего месторождения, поэтому определению этих параметров, в частности нестационарными гидродинамическими методами уделяется большое внимание.

Существует несколько модельных подходов, используемых для описания фильтрации жидкостей в пористых средах, но все они имеют свои пределы применимости. Одним из способов идентификации моделей фильтрации может послужить метод фильтрационных волн давления (ФВД), суть которого заключается в создании периодических возмущений давления или дебита в скважине и отслеживании отклика на данное возмущение в соседних скважинах (гидропрослушивание) либо в самой скважине (самопрослушивание) (Бузинов, Умрихин, 1964, Чекалюк, 1948).

С 60-х годов прошлого века под руководством профессора Непримерова Н.Н. было проведено огромное количество исследований методом ФВД различных коллекторов. Казанской школой подземной гидродинамики накоплен огромный промысловый опыт исследований пластов методом фильтрационных волн давления.

При этом вопросы идентификации моделей фильтрации остаются актуальными и, метод ФВД здесь может быть также использован. Действительно, по дисперсионным соотношениям, зависимостям фазовой скорости распространения волн давления от частоты, представляется возможным диагностировать адекватность конкретному случаю тех или иных моделей.

Рассмотрим наиболее распространённые модели в случае плоскорадиальной фильтрации:

Модель 1

Классическая модель упругого режима фильтрации (Щелкачев, 1959):

$$W(r, t) = -\frac{k}{\mu} \nabla p(r, t),$$

где $W(r, t)$ – скорость фильтрации, k – проницаемость пористой среды, μ – вязкость фильтрующейся жидкости, $\nabla(p(r, t))$ – градиент давления.

Уравнение для давления (пьезопроводности):

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p(r, t)}{\partial r},$$

где $\chi = k/\mu\beta$ – пьезопроводность среды, $\beta = m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{с}}$ – сжимаемость пласта, m – пористость среды, $\beta_{\text{ж}}$ – сжимаемость фильтрующейся жидкости, $\beta_{\text{с}}$ – сжимаемость пористого скелета.

Данное уравнение относится к диффузионному типу и для случая точечного стока (источника) решение для изменения давления в неограниченном пласте, начиная с момента $t=0$, при задании произвольного дебита $q(t)$ на длительно простаивавшей одиночной узкой скважине запишется в виде свёртки:

$$p(r, t) = \frac{1}{4\pi\varepsilon} \int_0^t q(t-t') \frac{\exp\left(-\frac{r^2}{4\chi t'}\right)}{t'} dt',$$

где $\varepsilon = kh/\mu$ – гидропроводность среды, h – толщина пласта.

В случае создания периодических изменений давления в одной или нескольких скважинах, в пласте будут распространяться волны давления с фазовой и групповой скоростью:

$$V_{\text{фаз}} = \sqrt{2\chi\omega}, \quad V_{\text{гр}} = \sqrt{8\chi\omega},$$

где ω – циклическая частота распространения волны.

Модель 2

Модель фильтрации в однородных пористых средах, учитывающая инерционность движения флюида (Христианович, 1981). Закон фильтрации:

$$W(r, t) + \tau_q \frac{\partial W}{\partial t} = -\frac{k}{\mu} \nabla p,$$

где τ_q – коэффициент релаксации по дебиту (скорости фильтрации), имеющий размерность времени.

Уравнение для давления:

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial t} + \tau_q \frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial t^2} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial p(r, t)}{\partial r}.$$

Выше представленное уравнение относится к телеграф-

ному типу с конечной скоростью распространения возмущений. Решение данного уравнения в виде свёртки:

$$p(r, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_0^t q(t-t') \frac{\exp\left(-\frac{t'}{2\tau_q}\right)}{\sqrt{t'^2 - \frac{r^2\tau_q}{\chi}}} 2\cosh\left(\frac{\sqrt{t'^2 - \frac{r^2\tau_q}{\chi}}}{2\tau_q}\right) dt'$$

В условиях реализации метода ФВД фазовая и групповая скорости равны:

$$V_{\text{фаз}} = \frac{\sqrt{\chi\omega}}{(1 + \omega^2\tau_q^2)^{1/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_q}\right)},$$

$$V_{\text{гр}} = \left[\frac{1}{2\sqrt{\chi\omega}} (1 + \omega^2\tau_q^2)^{1/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_q}\right) + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\omega}{\chi}} (1 + \omega^2\tau_q^2)^{-3/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_q}\right) \omega\tau_q^2 + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\omega}{\chi}} (1 + \omega^2\tau_q^2)^{-3/4} \sin\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_q}\right) \tau_q \right]^{-1}$$

Модель 3

Модель фильтрации однородной капельно сжимаемой жидкости в трещиновато-пористых, кавернозных коллекторах (Баренблатт, 1984). Закон фильтрации:

$$W(r, t) = -\frac{k}{\mu} \nabla \left(p + \tau_p \frac{\partial p}{\partial t} \right),$$

где τ_p – коэффициент релаксации по давлению, имеющий размерность времени, определяемый вязкостью жидкости, упругоёмкостью блоков пористой среды и характеризующий обмен жидкостью между блоками и трещинами.

Уравнение для давления:

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial t} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r} \left(p(r, t) + \tau_p \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} \right)$$

Решение данного уравнения в виде свёртки:

$$p(r, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_0^t \frac{q(t-t')}{t'} \int_0^\infty J_1(z) \left[1 - \exp\left(-\frac{t'\chi z^2}{r^2 + \chi z^2\tau_p}\right) \right] dz dt'$$

Фазовая и групповая скорость будут рассчитываться исходя из следующих уравнений:

$$V_{\text{фаз}} = \frac{\sqrt{\chi\omega}(1 + \omega^2\tau_p^2)^{1/4}}{\cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_p}\right)},$$

$$V_{\text{гр}} = \left[\frac{1}{2\sqrt{\chi\omega}} (1 + \omega^2\tau_p^2)^{-1/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_p}\right) + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\omega}{\chi}} (1 + \omega^2\tau_p^2)^{-5/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_p}\right) \omega\tau_p^2 + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\omega}{\chi}} (1 + \omega^2\tau_p^2)^{-5/4} \sin\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1}{\omega\tau_p}\right) \tau_p \right]^{-1}$$

Модель 4

Двухрелаксационная модель в трещиновато-пористых пластах учитывающая сжимаемость трещин (Молокович и др., 1980). Закон фильтрации:

$$W(r, t) + \tau_q \frac{\partial W}{\partial t} = -\frac{k}{\mu} \nabla \left(p + \tau_p \frac{\partial p}{\partial t} \right)$$

Уравнение для давления:

$$\frac{\partial p(r, t)}{\partial t} + \tau_q \frac{\partial^2 p(r, t)}{\partial t^2} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r} \left(p(r, t) + \tau_p \frac{\partial p(r, t)}{\partial t} \right).$$

Решение данного уравнения в виде свёртки:

$$p(r, t) = \frac{1}{4\pi\epsilon} \int_0^t \frac{q(t-t')}{t'} \exp\left(-\frac{\tau_q r^2}{4\chi t' \tau_p}\right) \left(1 - r \sqrt{\frac{\tau_p - \tau_q}{\tau_p^2}} \int_0^\infty J_1\left(zr \sqrt{\frac{\tau_p - \tau_q}{\chi \tau_p^2}}\right) \times \exp\left(-\frac{z^2}{\tau_p t'}\right) \left[\frac{t'^2}{1+z^2} + \frac{r^2\tau_q}{4\chi} \right] dz dt' \right)$$

Фазовая и групповая скорость для этой модели будут равны:

$$V_{\text{фаз}} = \frac{\sqrt{\chi\omega}(1 + \omega^2\tau_p^2)^{1/4}}{(1 + \omega^2\tau_q^2)^{1/4} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1 + \omega^2\tau_p\tau_q}{\omega(\tau_p - \tau_q)}\right)}$$

$$V_{\text{гр}} = \left[\frac{1}{2\sqrt{\chi\omega}} \frac{(1 + \omega^2\tau_p^2)^{1/4}}{(1 + \omega^2\tau_q^2)^{1/4}} \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1 + \omega^2\tau_p\tau_q}{\omega(\tau_p - \tau_q)}\right) + \left(\frac{1}{2} \frac{(1 + \omega^2\tau_p^2)^{-3/4} \omega\tau_p^2}{1 + \omega^2\tau_q^2} - \frac{1}{2} (1 + \omega^2\tau_p^2)^{1/4} \omega\tau_q^2 \right. \right. \\ \left. \left. (1 + \omega^2\tau_q^2)^{-5/4} \right) \cos\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1 + \omega^2\tau_p\tau_q}{\omega(\tau_p - \tau_q)}\right) + \frac{1}{2} \sqrt{\frac{\omega}{\chi}} \frac{(1 + \omega^2\tau_p^2)^{1/4}}{(1 + \omega^2\tau_q^2)^{1/4}} \right. \\ \left. \sin\left(\frac{1}{2} \arctg \frac{1 + \omega^2\tau_p\tau_q}{\omega(\tau_p - \tau_q)}\right) \frac{(\tau_p - \tau_q)(1 - \omega^2\tau_p\tau_q)}{\omega^2(\tau_p - \tau_q) + (1 + \omega^2\tau_p\tau_q)^2} \right]^{-1}$$

Модель 5

Модель фильтрации, учитывающая сложность структуры горных пород, релаксацию переупаковки частиц коллектора при изменении давления (Молокович, 1980). В этом случае возможно запаздывание в установлении равновесного состояния напряжения пористой среды σ и давления p . При этом предположении основная гипотеза о постоянстве горного давления p_r запишется в виде:

$$p_r = \sigma + \tau_n \frac{\partial \sigma}{\partial t} + p + \tau_d \frac{\partial p}{\partial t},$$

где τ_n – время релаксации напряжения пористой среды, τ_d – время релаксации по давлению.

Закон фильтрации:

$$W(r, t) = -\frac{k\tau_p}{\mu\tau_q} \left[\nabla p + \left(1 - \frac{\tau_p}{\tau_q} \right) \int_0^t (p - p_0) \frac{e^{-\frac{t-\tau}{\tau_q}}}{\tau_p} \nabla p d\tau \right]$$

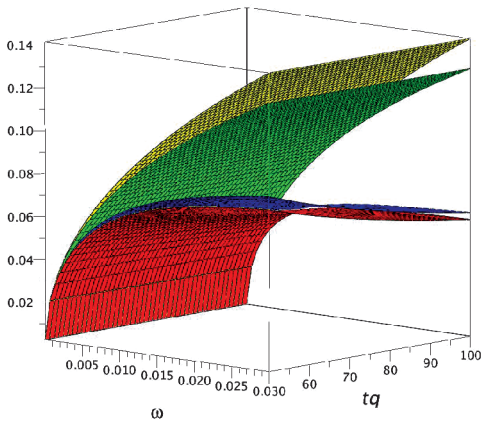
Уравнение для давления:

$$\frac{\partial p(r,t)}{\partial t} + \left(\tau_q + \frac{m\beta_j\tau_n + \beta_c\tau_d}{\beta} \right) \frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial t^2} + \left(\tau_q \frac{m\beta_j\tau_n + \beta_c\tau_d}{\beta} \right) \frac{\partial^3 p(r,t)}{\partial t^3} = \chi \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} r \frac{\partial}{\partial r} \left(p(r,t) + (\tau_p + \tau_n) \frac{\partial p(r,t)}{\partial t} + \tau_p\tau_n \frac{\partial^2 p(r,t)}{\partial t^2} \right)$$

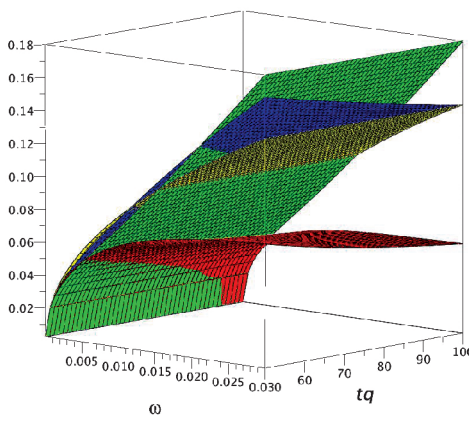
Ниже представлены графики зависимости фазовых и групповых скоростей от частоты для первых четырёх моделей фильтрации при различных временах релаксации (Рис. 1, 2).

Исследуя различия в зависимостях фазовых скоростей от частоты при распространении волн давления, можно провести верификацию фильтрационных моделей. Так на приведённых выше рисунках отчётливо видно, что с ростом частоты задаваемых колебаний давления, а также с увеличением времён релаксации τ_p и τ_q модельные кривые имеют всё более значимые расхождения в фазовых скоростях, что может послужить хорошим диагностическим механизмом при дальнейшем выборе математической модели исследуемого процесса. К примеру, классическая модель упругого режима фильтрации (модель 1) и модель фильтрации однородной капельно сжимаемой жидкости в трещиновато-пористых, кавернозных коллекторах (модель 3) с ростом частоты приводит нас к бесконечной скорости распространения возмущений в пласте, что противоречит экспериментальным данным (из про-

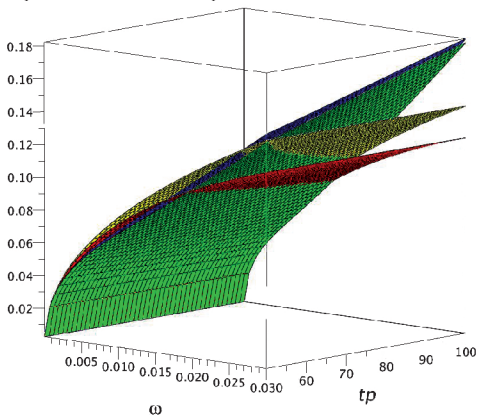
$\tau_p = 10 \text{сек}, 50 \text{сек} < \tau_q < 100 \text{сек}$



$\tau_p = 100 \text{сек}, 50 \text{сек} < \tau_q < 100 \text{сек}$



$\tau_q = 10 \text{сек}, 50 \text{сек} < \tau_p < 100 \text{сек}$



$\tau_q = 100 \text{сек}, 50 \text{сек} < \tau_p < 100 \text{сек}$

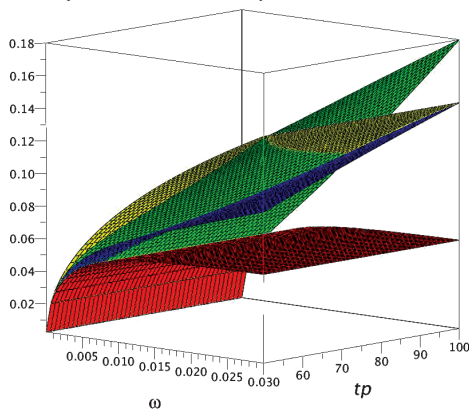


Рис. 1. Зависимость фазовой скорости от частоты для различных моделей фильтрации. Поверхности желтого цвета – модель 1, поверхности красного цвета – модель 2, поверхности зеленого цвета – модель 3, поверхности синего цвета – модель 4.

мысловых исследований известно, что скорость распространения периодических возмущений в продуктивных коллекторах конечна и её значение, к примеру, для девона Ромашкинского месторождения равно 1-10 см/сек). И так, различия в дисперсионных соотношениях фильтрационных гармонических волн давления лежат в основе инструмента по исследованию границ применимости фильтрационных моделей.

Таблица.

| Параметр | Образец №1 | Образец №2 |
|-----------|-------------------------------------|------------------------------------|
| β_c | $15,5 \cdot 10^{-8} \text{Па}^{-1}$ | $4,5 \cdot 10^{-8} \text{Па}^{-1}$ |
| m | 0,35 | 0,35 |
| k | 170 мкм ² | 27 мкм ² |
| χ | 1,1 м ² /с | 0,6 м ² /с |

Заметим, что при гидродинамических исследованиях пористых сред методом ФВД следует выделять частотные интервалы гидродинамических воздействий, в пределах которых можно говорить, собственно, о фильтрации жидкости (Овчинников, 2003). Действительно, при частотах изменения давления превышающих V_{char}/d , где V_{char} – характерная скорость распространения упругих колебаний, d – размер пор и межпоровых каналов, мы сталкиваемся с нарушением условий континуального перехода к описанию фильтрации в рамках сплошной среды и имеем дело с задачей распространения ультразвуковых волн в пористой среде. Поэтому мы будем проводить исследования пористых сред методом фильтрационных волн давления с периодами единиц секунд, минут, то есть задавать колебания давлений на частотах порядка 10^{-2} - 10^0 Гц, имея в виду, прежде всего фильтрационно-гидродинамические, а не упруго-акустические эффекты.

Экспериментальные исследования фильтрации в однородных пористых средах по методу ФВД проводились на сконструированной в лаборатории физической динамики гетерогенных сред Казанского федерального университета оригинальной установке, схематический вид которой приведён на рис. 3, устройство и принцип работы описан в (Трусов, 2010).

На разработанной установке было проведено более 40 экспериментов по реализации метода фильтрационных волн давления в лабораторных условиях, были рассчитаны фазовые скорости для различных частот воздействия волн давления, проведено исследование применимости диффузионного (модель 1) и телеграфного (модель 2) типов уравнений для описания нестационарной фильтрации.

Ниже представлены графики зависимости фазовой скорости распространения волн давления от квадратного корня из частоты для исследуемых пористых сред (Рис. 4, 5): кривые красного цвета – экспериментальные данные, кривые

зелёного цвета – расчётные кривые по модели 1, кривые синего цвета – расчётные кривые по модели 2. Для модели 2 подбиралось время релаксации для первого образца $\tau_q = 0,8$ сек для второго $\tau_q = 3$ сек, также показано, что при больших временах релаксации экспериментальные данные и модельный тренд имеют значительное расхождение. Параметры исследуемых пористых сред представлены в таблице.

Проведённые исследования пределов применимости диффузионного и телеграфного типов уравнений для описания нестационарных гидродинамических процессов в насыщенных пористых средах показали, что при данных значениях пористости, сжимаемости и проницаемости пористых сред, а также вязкости вытесняющей фазы, уравнение диффузионного типа (модель 1) и телеграфного типа (модель 2) при времени релаксации для первого образца $\tau_q = 0,8$ сек для второго $\tau_q = 3$ сек с высокой точностью описывает фильтрационный процесс, но уже при значении времени релаксации вдвое больших приводит к значительному несовпадению расчётных и экспериментальных данных. Другими словами можно сказать, что релаксационными эффектами при исследовании нестационарной фильтрации жидкостей с малой вязкостью в однородных высокопроницаемых пористых средах можно пренебречь. Следует отметить, что в низкопроницаемых пористых материалах времена релаксации имеют порядок $\leq 10^3$

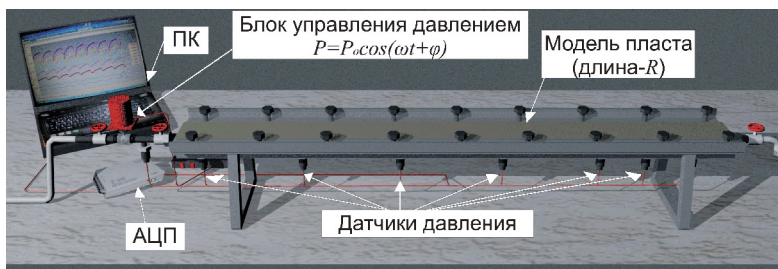


Рис. 3. Схематический вид установки.

сек (Динариев, Николаев, 1990).

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что метод фильтрационных волн давления может являться диагностическим инструментом в области верификации фильтрационных моделей. В приведённом исследовании показано, что применимость локально-равновесной модели фильтрации при описании нестационарного гидродинамического процесса в высокопористой среде себя оправдывает, то есть, модель классического упругого режима фильтрации адекватно описывает данный процесс фильтрации.

Отметим, что в последнее время был получен ряд новых результатов в исследованиях волн давления. Так:

1. Предложен способ определения нелокальности фильтрационных моделей, основанный на анализе дисперсионных соотношений фильтрационных гармонических волн давления (Овчинников, 2002),

2. Рассмотрены волны давления, их дисперсионные соотношения, в насыщенных пористых пластах, описываемые уравнениями в дробных производных (Овчинников и др. 2004),

3. Предложены расчетные соотношения для оптимизации перетоков в системе блоки-трещины при периодическом изменении давления в условиях неоднородных пластов (Ovchinnikov & Zavidonov, 2008),

4. Систематизированы проблемы проведения экспериментов по организации волн давления и их автоматизации (Одиванов и др., 2009; Одиванов и др., 2010),

5. Рассчитаны фазовые скорости волн давления для различных моделей, исследованы вопросы деформации горных пород и возможности регистрации смещений и деформаций в приповерхностных слоях в виде периодических сигналов, вызванных нестационарными изменениями давления в тонких пористых и трещиновато-пористых пластах (Ovchinnikov et al., 2001),

6. Рассмотрены особенности распространения волн давления в нелинейных по проницаемости насыщенных пористых средах (Куштанова, Овчинников, 2010).

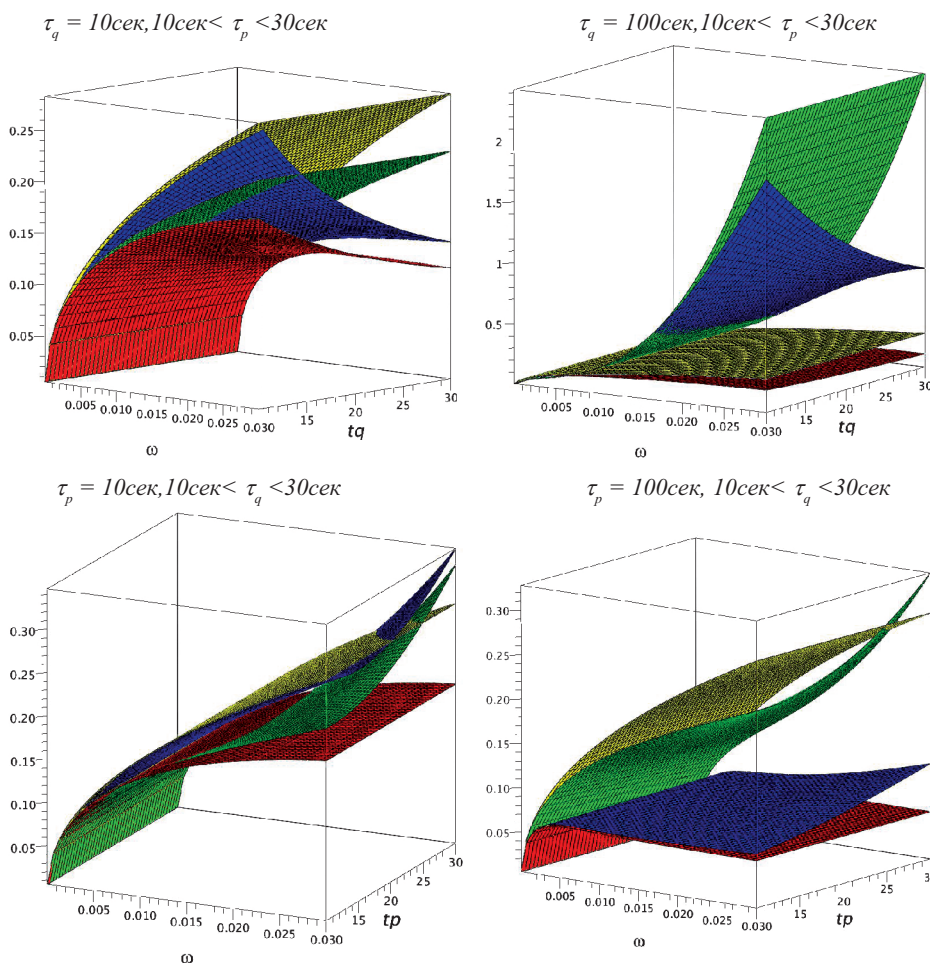


Рис. 2. Зависимость групповой скорости от частоты для различных моделей фильтрации. Поверхности жёлтого цвета – модель 1, поверхности красного цвета – модель 2, поверхности зеленого цвета – модель 3, поверхности синего цвета – модель 4.

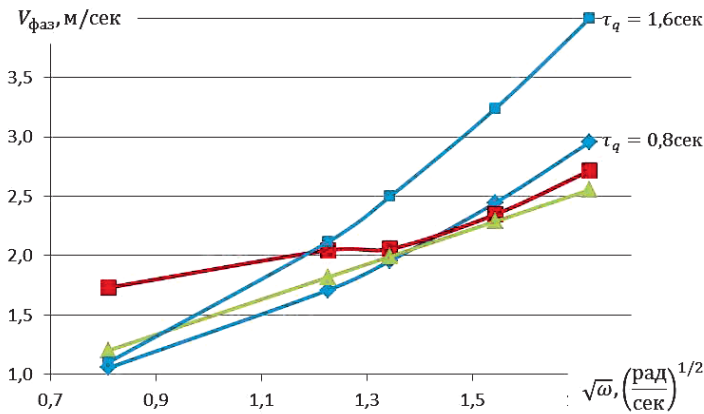


Рис. 4. Зависимость фазовой скорости от корня от частоты для образца №1. Красная кривая – экспериментальные данные, кривые зелёного и синего цвета – расчётные кривые по модели 1 и 2 соответственно.

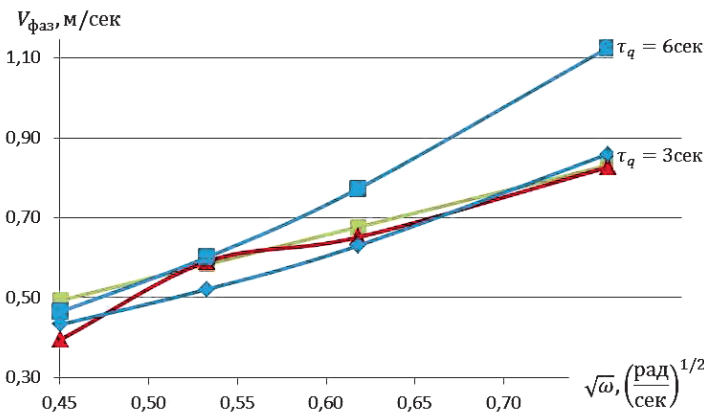


Рис. 5. Зависимость фазовой скорости от корня от частоты для образца №2. Красная кривая – экспериментальные данные, кривые зелёного и синего цвета – расчётные кривые по модели 1 и 2 соответственно.

Заключение

Фильтрационные волны давления могут использоваться не только как способ определения фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных коллекторов, неоднородностей в призабойной и межскважинной зонах, но и как инструмент для верификации фильтрационных моделей, определения их границ применимости при описании того или иного нефтеводонасыщенного пласта.

Работа выполнена в рамках Федеральной целевой программы «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России» на 2009-2012 (гос. контракт №П11005, №П1511).

Литература

Баренблатт Г.И., Ентов В.Н., Рыжик В.М.. Движение жидкостей и газов в природных пластах. М: Недра. 1984. 211.
 Бузинов С.Н., Умрихин И.Д.. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. М.: Недра, 1964. 273.
 Динариев О.Ю., Николаев О.В. О релаксационных процессах в низкопроницаемых пористых материалах. *ИФЖ*. 1990. Т.58, №1. 78-82.
 Куштанова Г.Г., Овчинников М.Н. Спектральные особенности фильтрационных волн давления в нелинейных средах. *Известия вузов. Поволжский регион. Физ.-мат.науки*. 2010, №1. 130-135.
 Молокович Ю.М., Непримеров Н.Н., Пикуза В.И., Штанин А.В.. Релаксационная фильтрация. Казань, Изд-во Казанского университета. 1980. 136.
 Непримеров Н.Н. Трёхмерный анализ нефтеотдачи охлажденных пластов. Изд-во КГУ, Казань. 1978. 216.
 Овчинников М.Н. Интерпретация результатов исследований

пластов методом фильтрационных волн давления. Казань: Новое знание. 2003. 84.

Овчинников М.Н. Об одном методе идентификации моделей фильтрации. *Известия вузов. Нефть и газ*. 2002. № 4. 22 - 25.

Овчинников М.Н., Гаврилов М.Н., Непримеров Н.Н., Штанин А.В. Разработка нефтяного месторождения как комплексная междисциплинарная технология. *Научно-технические технологии*. 2004. №4. т.5. 75 - 80.

Одиванов В.Л., Гаврилов А.Г., Овчинников М.Н.. Автоматизация исследований флюидонасыщенных пластов методом волн давления. *Учён. Зап. Казан.ун-та. Сер. Физ. матем. науки*. 2010. Т. 152, кн.1. 73-79.

Одиванов В.Л., Овчинников М.Н., Гаврилов А.Г. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. *Специфика и средства обработки данных исследований нефтяных пластов методом фильтрационных волн давления*. 2009. №1. 16-23.

Одиванов В.Л., Овчинников М.Н., Гаврилов А.Г. Специфика задач автоматизации гидродинамических исследований на нефтяных месторождениях. *Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*. 2009. №1. 9-23.

Трусов А.В. Экспериментальное гидродинамическое исследование пористых сред методом фильтрационных волн давления. *Нефть. Газ. Новации*. №2. 2010. 67-69.

Христианович С.А. Механика сплошной среды. М., Наука. 1981. 493.

Чекалюк Э.Б. К анализу методов исследования скважин. *Нефтяное хозяйство*. 1948. №11. 27-30.

Щелкачев В.Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. М.: Гостоптехиздат. 1959. 467.

Ovchinnikov M.N., Zavidonov A.Yu. Searching for an optimum frequency. *Georesources*. 2008. N1. 21-22.

Ovchinnikov M.N., Zavidonov A.Yu. Evtushenko, S.P.. Deformations of Rocks in Periodic Regimes of Filtration. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*. 2001. v.44. number 5. 1067-1072.

A.V. Trusov, M.N. Ovchinnikov, E.A. Marfin. Filtration waves of pressure distribution peculiarities and characteristics during local unbalanced models usage.

The paper is considered with the main linear mathematical models of liquids filtration in porous medium, calculations of phase and group velocities for applied equations of evolution, results of numerical modeling of these velocities values at various ratios of relaxation parameters are given, acquired results with experimental data for liquid filtration in homogeneous highly porous medium in the waves of pressure conditions are correlated.

Key words: hydrodynamics, filtration model, wave pressure, phase velocity.

Александр Валерьевич Трусов

Аспирант Института физики Казанского федерального университета. Научные интересы: гидродинамика, разработка нефтяных месторождений.

Марат Николаевич Овчинников

Д.ф.-м.н., профессор Казанского федерального университета. Научные интересы: динамика сложных систем, молекулярно-динамическое моделирование, нестационарная фильтрация.

Евгений Александрович Марфин

К.т.н., в.н.с. исследовательского центра проблем энергетики КазНЦ РАН. Научные интересы: интенсификация процессов добычи нефти, акустика природных сред.

420008, Россия, Казань, ул. Кремлевская, д.16А.

Тел.: (843) 233-70-02, (927) 419-35-45.

Д.К. Нургалiev¹, В.Е. Косарев¹, В.М. Мурзакаев²,
М.С. Тагиров¹, В.Д. Скирда¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань

²ООО «ТНГ-Групп», Бузульма

victor.kosarev@ksu.ru, Murza@tngf.tatneft.ru

К ВОПРОСУ О ПЕРСПЕКТИВАХ СОЗДАНИЯ СКВАЖИННОЙ АППАРАТУРЫ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА С ПОВЫШЕННЫМ ЗНАЧЕНИЕМ ГЛУБИННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ

В работе кратко обсуждаются возможности и перспективы создания аппаратуры ядерного магнитного каротажа с повышенным значением глубинности исследования. Для реализации указанной цели предлагается использовать достижения криогенных технологий. Представлены варианты возможных реализаций конструкции приборов.

Ключевые слова: ядерный магнитный каротаж, магнит, сверхпроводник, криоаккумулятор.

Ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) является уникальным методом (Джордж, 1999; Джафаров, 2002; Губелин, 2001), позволяющим исследовать флюидные системы и насыщенные ими пористые среды. Это связано с тем, что основной измеряемый параметр ЯМК – индекс свободного флюида, определяющий объем свободной буровой жидкости, практически не зависит ни от полимиктовости отложений, ни от минерализации пластового флюида или промывочной жидкости. В настоящее время ЯМК является единственным геофизическим методом, который разделяет свободную и связанную воду, подвижную и вязкую нефть. Использование ЯМК открывает новые возможности в оценке свойств коллекторов, которые не может решать существующий комплекс геологических исследований скважин (ГИС).

В основе метода ЯМК лежит детектирование сигнала ЯМР (Абрагам, 1963) протонов от флюидов, содержащихся в прискважинной области. Принцип ЯМК в магнитном поле земли заключается в создании кратковременного магнитного импульса и регистрации времени возвращения протонов в исходное положение (время релаксации), которое может проявлять зависимость от размера пор. Так, малое время релаксации указывает на наличие мелких пор и низкую проницаемость, и наоборот. Это позволяет определить объем связанной воды (мелкие поры) и эффективную пористость (крупные поры). При применении данного метода ярко выражена связь проницаемости с эффективной пористостью, поэтому ЯМК является самым предпочтительным методом ГИС для оценки проницаемости.

Приборы ЯМК в сильном поле содержат в своем составе собственные магнитные системы. При этом явление ЯМР наблюдается во внешнем поле рассеяния постоянных магнитов, а возбуждение спиновой системы осуществляется мощными радиочастотными импульсами. Магнитное поле рассеяния характеризуется достаточно большим градиентом, что обеспечивает принципиальную возможность задавать параметр глубинности исследования прибора путем изменения частоты резонанса. В то же время, именно наличие градиента магнитного поля

приводит к существенному снижению уровня сигнала за счет ограничения размеров пространственной области, в которой возбуждается сигнал ЯМР.

В настоящее время на рынке геофизических услуг присутствует достаточно представительный набор различных приборов ядерного магнитного каротажа. Прежде всего, это комбинируемый прибор ЯМК CMR и сканер MRX компании «Schlumberger» (Комбинируемый прибор ЯМК CMR, сканер MRX [Электронный ресурс]); прибор многочастотного ЯМК MRIL компании Halliburton (Прибор многочастотного ЯМК MRIL [Электронный ресурс]); зонд MReX (MR-eXplorer) компании BakerHughes (Зонд MReX (MR-eXplorer) [Электронный ресурс]). Существуют и российские разработки, такие как аппаратный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8, МАЯК (ЯК-9) ООО «ТНГ-Групп» (Аппаратный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8, МАЯК (ЯК-9) [Электронный ресурс]), ЯМТК разработки ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика» (Джафаров, 2002) и др.

Значения параметра глубинности приборов различных производителей лежат в диапазоне от 2 до 18 см при частотах резонанса на ядрах ¹H от нескольких сотен кГц до 2 МГц. Причем, чем выше частота резонанса, тем меньше значение параметра глубинности.

Несмотря на существенный прогресс в аппаратуре ЯМК нельзя не отметить присущую методу низкую чувствительность. Причем, это проблема является главным препятствием на пути увеличения глубинности исследования, так как с ростом расстояния от оси скважины значение магнитного поля магнита сильно убывает, что, вследствие сильной зависимости сигнала ЯМР от величины поляризирующего магнитного поля, приводит к катастрофическому падению сигнала. Дополнительная проблема заключается в необходимости создания достаточной большой амплитуды возбуждающего радиочастотного поля в области пространства, удаленной от передающей антенны прибора. В итоге для всех приборов ЯМК характерно невысокое значение параметра глубинности, которое, как правило, не превышает 30 см от осевой линии прибора, а в прижимных приборах может составлять всего несколько

сантиметров от поверхности ствола скважины или от внешней стенки прибора.

Совершенно очевидно, что приведенные характеристики приборов ЯМК в большинстве случаев не способны удовлетворить все возрастающие требования к качеству информации, получаемой в результате ядерно-магнитного каротажа. Указанный недостаток может быть устранен (либо уменьшен) оптимальным выбором магнитной системы, оптимизацией и использованием новейших конструктивных материалов в создании приемно-передающего тракта прибора ЯМК

Проблема увеличения параметра глубинности приборов ЯМК, прежде всего, требует решения задачи повышения отношения сигнал/шум. Это может быть достигнуто как за счет улучшения качества приемной системы, так и за счет оптимизации конфигурации магнитного поля. Первое предполагает применение всех возможных методов снижения коэффициента шума в приемном тракте прибора, вплоть до охлаждения предусилителя. Второе означает, что необходимо отдавать предпочтение таким конфигурациям магнитной системы, при которых в исследуемой зоне пространства будет минимизировано спектральное уширение сигнала за счет градиента магнитного поля.

Дальнейшая перспектива развития приборов ЯМК, по нашему мнению, неизбежно будет связана с потенциалом криотехнологий. Действительно, в случае использования постоянных магнитов предел создания напряженности магнитного поля определяется свойствами магнитного материала. Так, для самарий-кобальтовых магнитов максимальное достигнутое значение остаточной индукции не превышает 1,2 Тл. В то же время достижения в области создания магнитных систем на основе сверхпроводящих соленоидов поистине впечатляют. Сейчас считается уже средним уровнем, когда в аппаратуре ЯМР используются магниты с индукцией 7-11 Тл, что соответствует частотам резонанса на протонах 300-500 МГц.

В настоящее время на базе Казанского (Приволжского) федерального университета совместно с ООО «ТНГ-Групп» в рамках выполнения работ по реализации постановления правительства РФ №218 (проект 2010-218-01-192) выполняется конструкторская разработка и практическая реализация опытного образца прибора ядерно-магнитного каротажа в поле постоянного магнита с использованием криотехнологий. В данном случае коллектив разработчиков реализует все перечисленные подходы повышения качества прибора ЯМК с целью существенного увеличения параметра глубинности исследования прискважинной зоны.

Разработан комплект рабочей конструкторской документации прибора ЯМК по ГОСТ 2.103 для двух вариантов исполнения прибора ЯМК: с постоянными цилиндрическими магнитами (Рис. 1) с условным обозначением «ЯМК-1» и с магнитной системой на основе сверхпроводящего соленоида (Рис. 2) с условным обозначением «ЯМК-2».

В обоих вариантах магнитные системы выполнены в форме двух цилиндрических магнитов, магнитные полюса которых ориентированы вдоль оси прибора и направлены друг против друга. Приемно-передающие катушки (зондовая часть) расположены между магнитами, в зоне, в которой отсутствуют какие-либо массивные электропроводящие материалы, что дает возможность минимизировать потери. Кроме того, в центральной части между магнитами существует область пространства, в которой магнитное поле настолько мало, что позволяет использовать ферритовые сердечники для повышения чувствительности приемной антенны.

Использованная конфигурация магнитной системы позволяет создать магнитное поле, радиальная зависимость которого характеризуется функцией, обладающей ярко выраженным максимумом (Рис. 3). Замечательно, что в области максимума градиент магнитного поля минимален, причем положение этого максимума регулируется расстоянием между полюсами магнитов. Замеры фактической конфигурации магнитного поля для прибора «ЯМК-1» в макете из двух встречных постоянных магнитов подтвердили расчетные

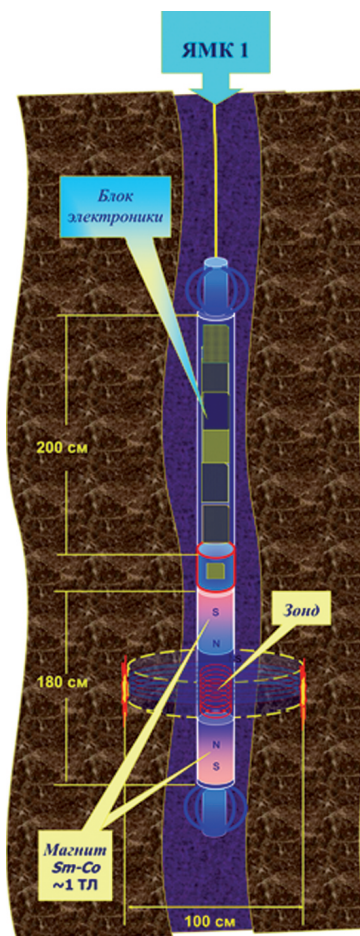


Рис. 1. Блок схема конструкции прибора «ЯМК-1».

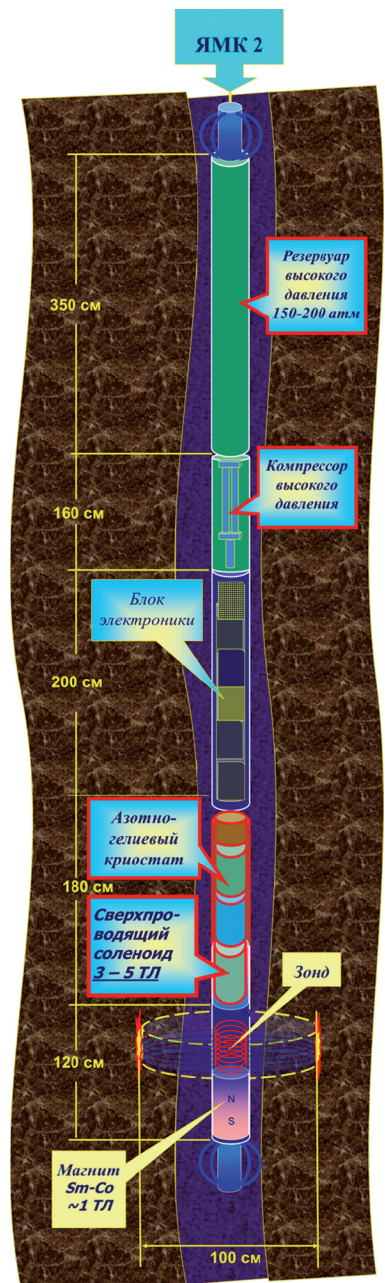


Рис. 2. Блок схема прибора «ЯМК-2».

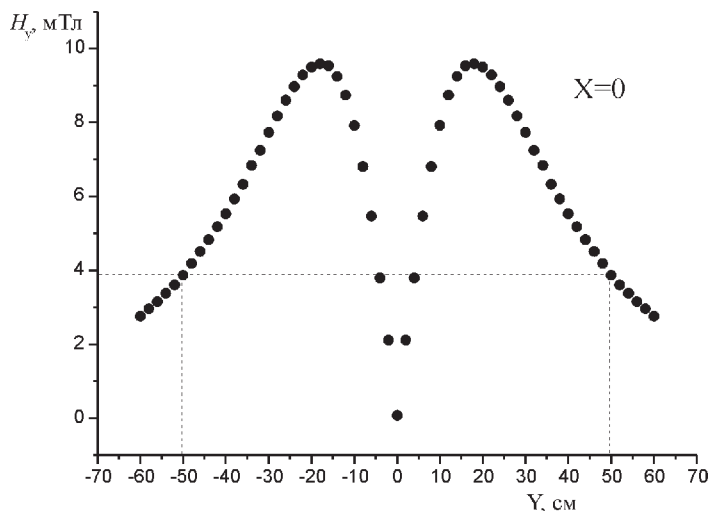


Рис. 3. Радиальная зависимость индукции магнитного поля, созданного двумя противоположными магнитами при длине каждого из них 50 см и диаметре 12 см. Расстояние между полюсами магнитов 50 см. Измерения величины магнитного поля проводились измерителем магнитной индукции РШ1-10. Остаточная намагниченность магнитов составляла 0,98 Тл.

данные. Таким образом, можно утверждать, что выбранная конфигурация магнитов в принципе позволяет создать магнитное поле для уверенного исследования среды даже на расстоянии в 50 см от центра прибора (оси скважины). При этом, за счет невысокого значения градиента магнитного поля исследуемая область будет представлять собой цилиндр толщиной в несколько миллиметров, в то время как существующие сегодня приборы ЯМК в сильном поле позволяют исследовать среду толщиной не более миллиметра.

Предполагается, что прибор «ЯМК-1» будет иметь в своем составе криоаккумулятор оригинальной конструкции весом порядка 20-30 кг, который будет использоваться для охлаждения преусилителя. Расчеты, основанные на результатах испытаний макета, показали, что после охлаждения рабочего тела с указанным весом температура внутри криоаккумулятора в скважинных условиях изменится не более, чем на 30 °К за планируемый период проведения каротажа – 4-5 часов.

Перспективный прибор «ЯМК-2» характеризуется магнитной системой, в которой один из магнитов выполнен на базе сверхпроводящего соленоида. Естественно, что самой главной проблемой на пути использования сверхпроводящего магнита в приборах ЯМК является экстремальность скважинных условий. В связи с этим для сверхпроводящего соленоида разработан специализированный криостат, который должен будет обеспечить работоспособность сверхпроводящего соленоида в скважинных ус-

| Характеристика | ЯМК-1 | ЯМК-2 |
|------------------------------|---------------|---------------------|
| Внешний диаметр, мм | 155 | 155 |
| Длина, м | 6.5 | 15.5 |
| Вес, кг | 250, не более | 500, не более |
| Глубинность исследования, см | 45-55 | 40-60 |
| Частота резонанса, кГц | 150-200 | 400-500 (расчетное) |

Таблица. Основные характеристики разрабатываемых приборов.

ловиях в течение 4-6 часов. Криостат помещается в герметизированную титановую капсулу длиной 2,8 метра, в которой будут размещены также системы заправки криостата жидкими хладагентами. Нормальное давление внутри капсулы обеспечивается специально разработанной системой откачки испаряющихся хладагентов, состоящей из последовательно включенных предварительного насоса и компрессора высокого (до 250 атм) давления. Таким образом, испаряющиеся криожидкости будут перекачиваться в резервуар высокого давления объемом не менее 30 литров.

В системе регистрации сигнала ЯМР в обоих приборах будет применен многоядерный процессор для Фурье-преобразования в реальном времени и цифровой фильтрации первичных данных.

Основные характеристики разрабатываемых приборов приведены в таблице.

Работа выполнена при поддержке Министерства образования и науки РФ (проект № 2010-218-01-192).

Литература

- Абрагам А. Ядерный магнетизм. М, Изд. ин. лит. 1963. 551.
- Джордж Р., Коатес, Ли ЧиХиао, Манфред Д. Каротаж ЯМР: принципы и применение. Праммер-Хьюстон: Halliburton Energy Services. 1999. 335.
- Джафаров И.С., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Применение метода ядерного магнитного резонанса для характеристики состава и распределения пластовых флюидов. М.: Химия. 2002. 439.
- Губелин Г., Кеньон Б., Клайнберг Р., Моррис К., Стрейли К. Ядерно-магнитный каротаж – технология 21-го века. *Нефтегазовое обозрение*. 2001. 6. No.1. 30.
- Комбинируемый прибор ЯМК CMR, сканер MRX [Электронный ресурс]: материалы сайта. Хьюстон, Париж, компания "Schlumberger". <http://www.slb.com>. 2010.
- Прибор многочастотного ЯМК MRIL [Электронный ресурс]: материалы сайта. Хьюстон, Дубай, компания Halliburton. <http://www.halliburton.com>. 2010
- ЗондMReX (MR-eXplorer) [Электронный ресурс]: материалы сайта. Хьюстон, компания Baker Hughes. <http://www.bakerhughes.com>. 2010
- Аппаратурный комплекс ядерно-магнитного каротажа ЯК-8, МАЯК (ЯК-9) [Электронный ресурс]: материалы сайта. Бугульма, ООО «ТНГ-Групп». <http://www.tng.ru>. 2010.

D. K. Nurgaliyev, V.E. Kosarev, V.M. Murzakaev, M.S. Tagirov, V.D. Skirda. **Issue of creation perspectives of the nuclear magnetic resonance with increased value of transmission distance borehole instrumentation.**

This work briefly considers opportunities and creation perspectives of the nuclear magnetic resonance with increased value of transmission distance borehole instrumentation. For the identified purpose realization, it is suggested to use cryogenic technologies achievements. Options of the device construction possible realization are represented.

Key words: nuclear magnetic logging, magnet, superconductor, cryoaccumulator.

Владислав Маркович Мурзакаев
Начальник отдела ЯМР ООО «ТНГ-Групп».

423236, Бугульма, ул. Ворошилова, 21.
Тел.: (85594) 7-10-83.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПО ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ПРИЗАБОЙНЫЕ ЗОНЫ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ВЗАИМОКОНТАКТИРУЮЩИМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ РАСТВОРИТЕЛЯМИ

Качество изоляционных работ в значительной степени зависит и от используемых тампонажных растворов, поэтому изучению их свойств, подбору рецептуры и разработке новых вязущих наполнителей и регуляторов сроков схватывания уделяется особое внимание. При этом исходят из условия, что тампонажный материал должен отвечать требованиям по фильтруемости, срокам схватывания, водоотдаче, адгезионным свойствам, прочности, непроницаемости. Применяемые во многих случаях цементные растворы и цементный камень не отвечают этим условиям, что требует изыскания новых материалов, обеспечивающих длительный период работы скважины без ремонта.

Ключевые слова: обводнение скважин, водоизоляция, гидрофобность, селективность.

Разработка основных нефтяных месторождений России вступила на позднюю стадию, характеризующуюся массовым обводнением пластов и скважин, что предопределяется основным методом разработки – заводнением. К тому же для достижения запланированных уровней отбора запасов эксплуатация залежей часто продолжается до обводненности добываемой продукции 98 %.

Большинство нефтяных месторождений многопластовые. При этом пласты различаются между собой по коллекторским свойствам и при совместной их разработке – по времени их выработки и обводнения, что обуславливает необходимость разновременных отключений уже выработанных пластов.

В этих условиях встает проблема ликвидации водопритоков к скважинам или ограничение объема добываемой вместе с нефтью воды. Чаще всего решаются задачи поиска реагентов для избирательного блокирования обводненных интервалов пласта. От успешного решения этой задачи зависит сохранение коллекторских свойств пласта, длительность безводной эксплуатации объектов, повышение суммарного объема добычи

нефти за более короткий период, сокращение затрат на ремонт скважин и др.

Современные методы борьбы с водопоявлениями в скважинах во многих случаях осуществляются в осложненных условиях и не обеспечивают качественное завершение работ.

Осложненность условий обусловлена комплексом геолого-физических и технико-технологических факторов, оказывающих отрицательное влияние на качество работ.

К геолого-физическим факторам относятся:

- температура;
- давление;
- литологические и физические характеристики пород;
- природа пластового флюида;
- расстояние между продуктивным и водоносным горизонтами и др.

К технико-технологическим факторам относятся:

- конструкция скважины;
- состояние ствола скважины;
- физико-механические свойства;
- химическая устойчивость тампонажного раствора (камня).

Таким образом, разработка новых композиций и методов для водоизоляции пластов актуальна и требует применения новых подходов и решений.

Основные требования к изоляционным реагентам для изоляции проницаемых пластов вообще и их обводненных интервалов, в частности, следующие (Блажевич, Умрихина, 1981):

а) малая вязкость и хорошая фильтруемость в пористую породу для создания непроницаемых оторочек заданных размеров;

б) гомогенность, обеспечивающая превращение в нетекучее состояние реа-

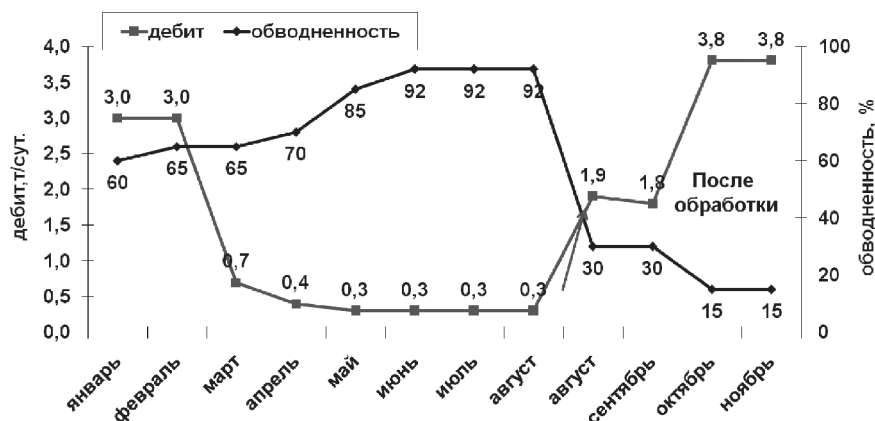


Рисунок. Результаты опытно-промышленных работ СМПХ-ПУС в 2011 году на скв. №228 в ОАО «Татнефть».

гентов во всем объеме;

в) получаемый закупоривающий материал должен обладать определенной прочностью и адгезией с поверхностью породы для предупреждения выдавливания его из трещин.

Известно, что при длительной разработке месторождения заводнением часть пор пласта вследствие продвижения по ним больших объемов воды становятся гидрофильными, что препятствует внедрению в такие поры гидрофобной эмульсии на основе нефти, а изоляционный состав в первую очередь заходит в нефтенасыщенные коллектора, блокируя их. В результате не достигается цель таких работ – селективная блокировка обводненных коллекторов.

Для увеличения эффективности изоляции обводненных коллекторов нефтяного пласта за счет увеличения блокирующего эффекта обводненных пор пласта и повышения степени охвата гидрофильных коллекторов селективным воздействием были проведены дальнейшие исследования.

Разработан новый изоляционный состав на основе смеси нефти, жидкофазной полимерной основе и высших спиртов, причем в качестве индивидуального гликоля можно также использовать побочный продукт производства индивидуальных гликолей.

При разработке нефтяных месторождений для вытеснения нефти из пласта в нагнетательные скважины обычно закачивают воду. Вследствие этого пластовые породы со временем становятся гидрофильными и фазовая проницаемость по нефти в них резко уменьшается. Если в такие коллектора закачивать гидрофильный реагент, то он будет проникать в гидрофобные нефтенасыщенные коллектора либо в поры с высокой проницаемостью. (Способ обработки неоднородных..., 1991)

Для того, чтобы водоизолирующий состав на основе нефти внедрялся в гидрофильные нефтенасыщенные коллектора в него по предлагаемому способу включают гликоль, которые относятся к классу так называемых универсальных растворителей. Универсальные растворители обладают способностью растворяться как в воде, так и в нефти (Л. де Вергас, 1979). Благодаря этому предлагаемый водоизолирующий состав обладает промежуточной смачиваемостью к породе пласта между водой и нефтью и будет проникать как в гидрофильные, так и в гидрофобные коллектора.

В то же время такой состав обладает селективностью, т.е. при взаимодействии с водой он образует гелеобразную систему и, соответственно, блокирует водонасыщенные гидрофильные коллектора, а с нефтью не взаимодействует и в последующем выносится из гидрофобных нефтенасыщенных коллекторов при освоении скважины.

Проанализировав новые методы ликвидации водопритоков можно сделать вывод, что предлагаемые рабочие составы обладают повышенной фильтрационной способностью, более равномерно и полно заполняют пористую среду (коллектор, цементный камень) и тем самым после отверждения обеспечивают создание прочностного непроницаемого изоляционного экрана, что позволяет их использовать также в низкопроницаемых коллекторах; они отличаются большой надежностью,

возможностью проведения перфорационных работ, позволяют закрепить продуктивный пласт, обеспечить хорошую гидродинамическую связь скважины с коллектором, улучшить ее ремонтно-пригодность, сократить затраты средств и времени при изоляционных работах, увеличить дебит нефти.

Разработанный водоизолирующий состав обладает промежуточной смачиваемостью к породе пласта, благодаря чему он будет проникать как в гидрофильные так и в гидрофобные коллектора.

Предлагаемый состав обладает селективностью, т.е. при взаимодействии с водой он образует гелеобразную систему и, соответственно, блокирует водонасыщенные гидрофильные коллектора, а с нефтью не взаимодействует и в последующем выносится из гидрофобных нефтенасыщенных коллекторов при освоении скважины.

Результаты ОПР, проведенные в ОАО «Татнефть», Западной Сибири и ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» показали, что технологический эффект при проведении РИР на добывающих скважинах составляет 700-1700 т на скважину при снижении обводненности на 30-70% (Рисунок), а при закачке композиции в нагнетательные скважины до 8000 т. доп. добычи в год.

Литература

Блажевич В.А., Умрихина Е.Н. Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтяных месторождений. М.: Недра. 1981. 232.

Способ разработки неоднородных по проницаемости нефтяных пластов. А.С. № 1501597, МКИ E21B 43/22. 1991.

Л. де Вергас. Борьба с выносом песка. Газ, нефть и нефтехимия за рубежом. 1979. № 3. 23-28

V.I. Kryuchkov, G.I. Gubeeva, R.V. Kryuchkov. **Package technology development for the flooded wells bottom-hole zone treatment by inter-contacting hydrocarbon solvents.**

Quality of insulation works largely depends on applied cement slurries, therefore special attention is given to study of the slurries properties, selection of formulation, new astringent fillers and setting time regulators. Therewith, it is judged from the condition, that plugging material shall meet the requirements of filterability, setting time, water loss, adhesive behavior, durability, and impermeability. Cement slurries and cement stone applied in many cases do not satisfy these conditions. This requires search of new materials ensuring long-term operation period of the well without repair.

Key words: flooded wells, hydrophobic properties, selectivity.

Губеева Галия Исхаковна

Заведующий научно-исследовательской лаборатории по разработке и внедрению нетрадиционных методов нефтеотдачи

Крючков Руслан Владимирович

Инженер научно-исследовательской лаборатории по разработке и внедрению нетрадиционных методов нефтеотдачи

ОАО "НИИнефтепромхим".

420061, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29.

Тел.: (843) 272-52-14, факс: (843) 272-60-81.

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ЦЕЛЬЮ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МЕТОДОВ СТИМУЛЯЦИИ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

В работе показано, что для адресного планирования кислотного воздействия следует применять дизайн обработок, основой которого являются изучение литологического и химического состава породы-коллектора и пластового флюида.

Ключевые слова: карбонатные коллектора, дизайн кислотных обработок, "червоточина", структурно-генетические типы известняков.

Нефтяные месторождения, приуроченные к карбонатным коллекторам, обычно характеризуются сложностью освоения скважин, а при последующей эксплуатации, как правило, не достигается потенциал их добычной возможности. Следовательно, не имея четких представлений о фильтрации технологических жидкостей в карбонатных пористых средах и о факторах, ее подавляющих, невозможно создать научные основы методов интенсификации притока нефти на месторождениях с карбонатными коллекторами.

Стимуляция таких коллекторов производится преимущественно с применением кислот. Наиболее часто в нефтедобывающей промышленности используется соляная кислота. При инъекции в пласт кислотный состав растворяет карбонатную породу, образуя проводящие каналы, способствующие повышению фильтрационно-емкостной способности коллекторов. Промысловый опыт и лабораторные испытания свидетельствуют, что эффективным результатом применения кислотных растворов является образование каналов фильтрации (т.н. «червоточин»), которые обеспечивают повышенный приток флюидов к забою скважины.

Для адресного планирования кислотных обработок (КО) следует применять дизайн обработок, основой которого являются изучение литологического и химического состава породы-коллектора; определение основных факторов, влияющих на скорость растворения породы кислотным раствором; лабораторные исследования фильтрационных процессов с использованием растворов кислот с добавками (замедлителями и отклонителями) на образцах керна.

Анализ и обобщение накопленного опыта экспериментальных и промышленных работ в области совершенствования кислотных обработок на месторождениях Татарстана позволили выработать определенный алгоритм по их проведению в карбонатных коллекто-

рах. Предлагается использовать следующую последовательность действий при планировании работ по интенсификации притока нефти из карбонатного пласта (Рис. 1).

Данный алгоритм применялся при проведении промысловых испытаний по кислотному воздействию на месторождениях малых нефтяных компаний (МНК) РТ.

На первом этапе проводилось исследование кернового материала карбонатных отложений. Исследования включали в себя:

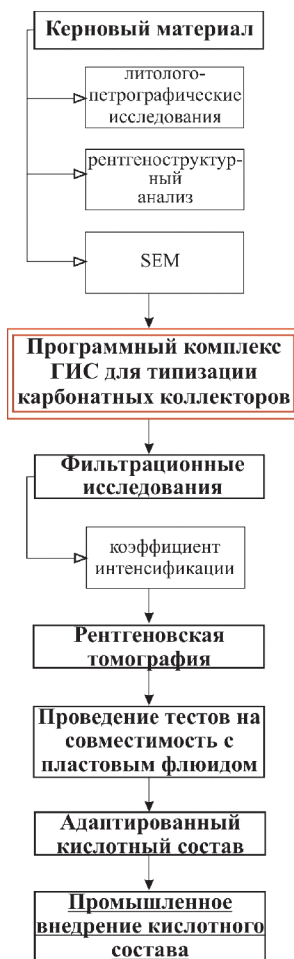


Рис. 1. Алгоритм оптимизации.

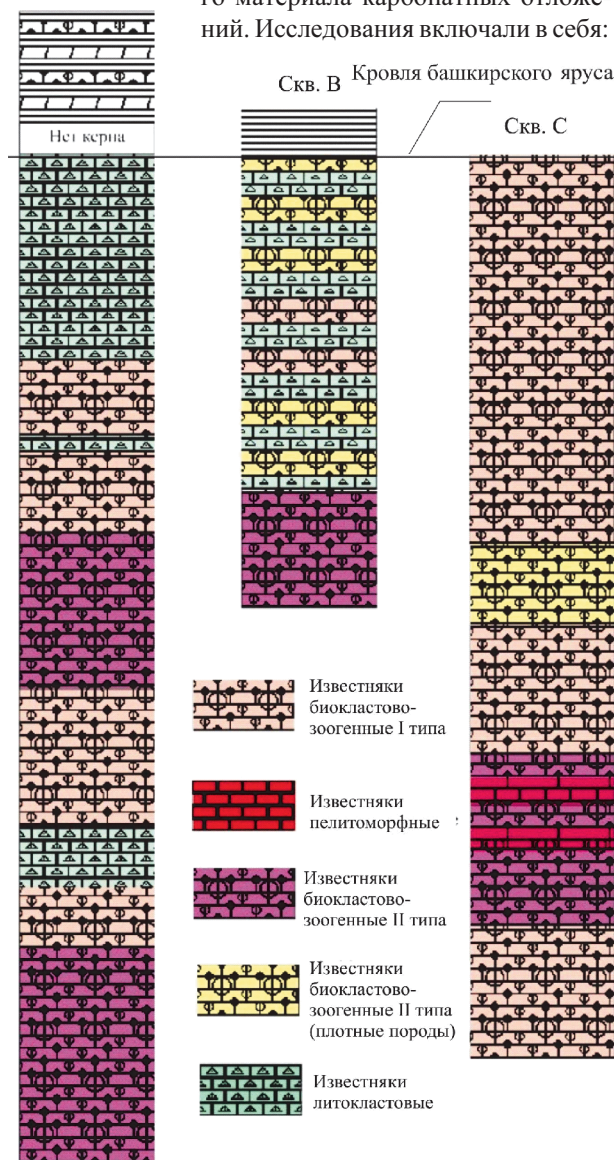


Рис. 2. Геологический профиль по линии скв. А-В-С.

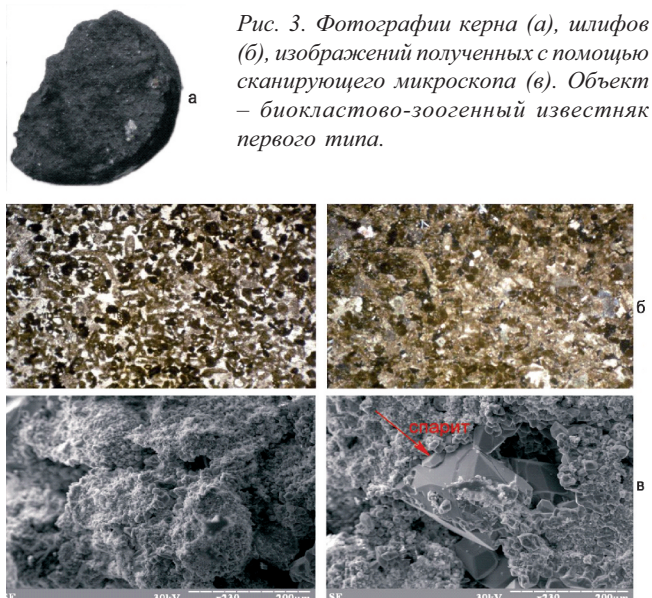


Рис. 3. Фотографии ядра (а), шлифов (б), изображений полученных с помощью сканирующего микроскопа (в). Объект – биокластово-зоогенный известняк первого типа.

– литолого-петрографические исследования – осуществлялись с целью определения минерального состава пород, изучения их структурно-текстурных особенностей, структуры пустотного пространства, характера нефтенасыщенности, особенностей вторичных изменений пород, трещиноватости, типа цемента. При этом применялись такие методы исследования как макроскопическое изучение образцов и оптическая микроскопия. Микроскопическое изучение шлифов позволяет исследовать вещественный состав и структурно-текстурные особенности пород, морфогенетическое строение порового и трещинного пространства.

– сканирующий электронный микроскоп (SEM) – высокая разрешающая способность микроскопа позволила наиболее полно исследовать особенности внутреннего строения карбонатных пород-коллекторов башкирского яруса.

– рентгеноструктурный анализ – использовался для определения состава карбонатного материала. Было выявлено, что единственным минералом, слагающим известняки, является кальцит. Проведенное изучение образцов на предмет содержания в них нерастворимого остатка не показало его наличие. Глинистая компонента в известняках присутствует лишь в составе стилолитовых швов, наблюдаемых в образцах.

Было выявлено, что башкирские отложения представлены чередованием нескольких структурно-генетических типов известняков. Основываясь на этих данных, был построен геологический профиль по трем скважинам месторождения (Рис. 2), который свидетельствует о крайней неоднородности строения башкирского яруса месторождения и необходимости детального подхода к выбору кислотного состава для интенсификации притока.

С помощью сканирующего микроскопа было визуализировано поровое пространство изучаемого карбонатного материала, определено соот-



Рис. 4. Результаты фильтрационных исследований.

ношение цемента и органических остатков в различных типах известняков (Рис. 3).

На следующем, втором этапе, проводился анализ данных геофизического исследования с целью выявления неоднородности пласта, распространения конкретного литотипа известняков по разрезу скважины. Этот этап предполагается доработать таким образом, чтобы он представлял собой «Программный комплекс ГИС для типизации карбонатных коллекторов» с учетом выявленных особенностей.

Далее, третий этап, комплекс работ в химической лаборатории – фильтрационные исследования с целью определения наиболее эффективного кислотного состава при воздействии на различные структурно-генетические типы известняков. Всего тестировалось 3 состава – HCl, HCl+SNPX-8903A (Рис. 4) и уксусная кислота.

Наиболее подверженными к растворению оказались биокластово-зоогенные известняки первого и второго типов, причем, оказалось, что многофункциональная добавка SNPX-8903A действует на карбонатный материал более эффективно. В результате определялась эффективность

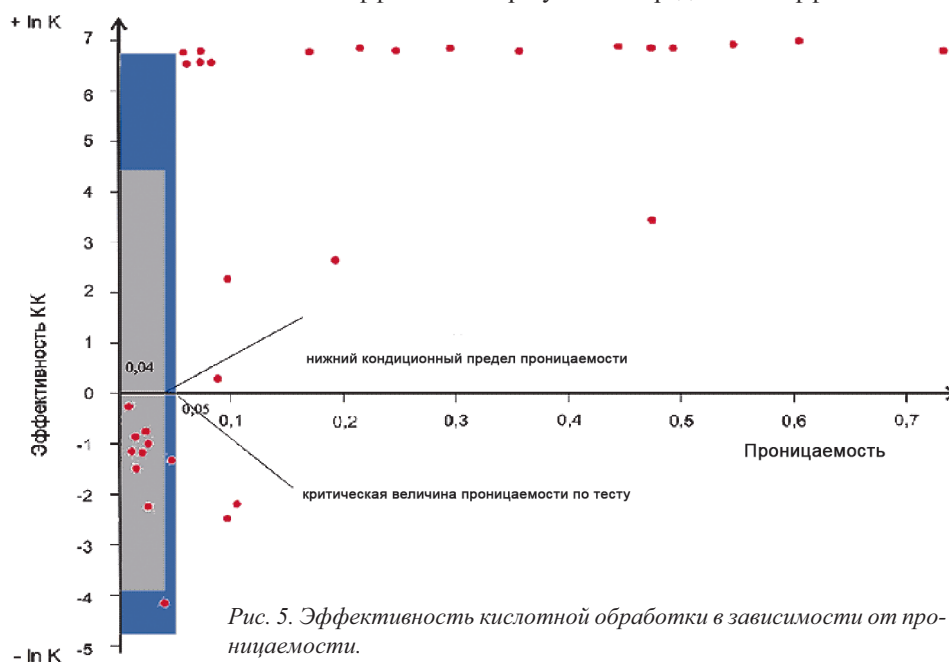


Рис. 5. Эффективность кислотной обработки в зависимости от проницаемости.

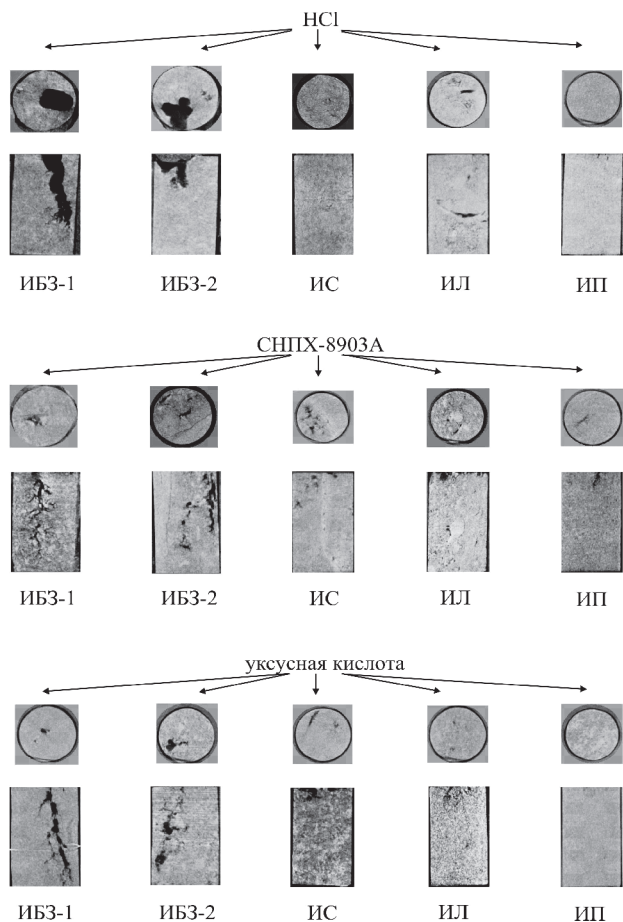


Рис. 6. Рентгеновская томография обработанных образцов керна.

воздействия с помощью расчета коэффициента интенсификации (отношение проницаемости после обработки к проницаемости до обработки, Рис. 5).

Четвертый этап – инновационный метод рентгеновской томографии образцов керна позволил получить информацию о наличии внутренних трещин, пустот, неоднородностей различного типа. Тестировались все пять структурно-генетических типов известняков, составляющих геологический разрез месторождения (ИБЗ-1 – известняк-биокластово-зоогенный I типа, ИБЗ-2 – II типа, ИС – строматолитовый, ИЛ – литокластовый, ИП- пелитоморфный). Как уже отмечалось ранее, оптимальным режимом КО считается тот, при котором в породе образуются отдельные каналы – «червоточины», проникающие вглубь пласта. На обработанных соляной кислотой, композицией СНПХ-8903А и уксусной кислотой, образцах керна была смоделирована фильтрация кислотного состава и его взаимодействие с породой пласта. С помощью томографа были получены наглядные изображения пустотного пространства измененной породы и каналов фильтрации (Рис. 6).

Изначально наиболее проницаемыми породами являются известняки биокластово-зоогенные, поэтому фактически только у них наблюдалось действие кислотных композиций. Плотные, практически непроницаемые, литокластовые, строматолитовые и пелитоморфные известняки реагируют не достаточно с составами для повышения значений проницаемости или не вступают в реакцию вовсе. Наиболее оптимальным является режим, при котором скорость нейтрализации достаточна для образования одной доминантной червоточины (Рис.6. ИБЗ-1 – СНПХ-

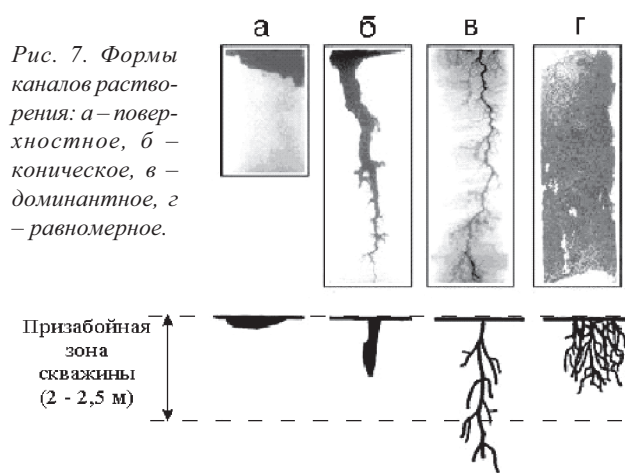


Рис. 7. Формы каналов растворения: а – поверхностное, б – коническое, в – доминантное, г – равномерное.

8903А; Рис. 7в), без чрезмерного бокового ответвления (Рис. 7г). При высоких скоростях нейтрализации, кислота быстро продвигается по поверхности керна. Червоточины не образуются, или образуются только короткие каналы. Это – режим поверхностного растворения (Рис. 7а; Рис. 6. HCl – ИБЗ-2).

Выводы и результаты:

Каждый структурно-генетический тип известняка имеет свой строго определенный набор эффективных технологий интенсификацию

Для проектирования и повышения эффективности кислотных обработок скважин на залежи и/или месторождении необходимо определение структурно-генетических типов известняков продуктивного пласта и проведение лабораторных исследований по подбору наиболее эффективных технологий.

Целесообразно проведение данного проекта исследований на этапе инновационного проектирования ТСР месторождений с тем, чтобы рекомендовать применение технологий обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта с учетом геологических особенностей месторождения для достижения большей экономической эффективности выработки запасов.

Для масштабирования данного проекта исследований необходима разработка программного продукта, позволяющего в комплексе с лабораторными исследованиями типизировать карбонатные отложения и обеспечить современное экономически эффективное проектирование ОПЗ малодебитных скважин.

I.M. Nasibullin. Innovative solutions for carbonate reservoirs with the object of depleted wells stimulation methods design.

We show in this paper that the processing design should be used for targeted planning of acid treatment, the basis of which is reservoir and reservoir fluids lithologic and chemical composition study.

Key words: carbonate reservoirs, processing design of acid treatment, sources matter type.

Ильшат Маратович Насибуллин
 Заведующий отделом разработки и внедрения методов увеличения нефтеотдачи пластов.
 ОАО "НИИнефтепромхим". 420061, г. Казань, ул. Н.Ершова, 29. Тел.: (843) 272-52-14, факс: (843) 272-60-81.