

научно-технический журнал
Георесурсы



НГДУ «Альметьевнефть»
ОАО «Татнефть»

3(45) 2012



лет



- 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. Сабилов, И.А. Ларочкина, В.Г. Изотов, Н.М. Хасанова, О.П. Ермолаев, А.С. Борисов, Ю.А. Волков, Ю.А. Нефедьев

Редакция:

Заместитель главного редактора: Дарья Христофорова
e-mail: Daria.Khr@mail.ru
Руководитель редакционной группы: Ирина Абросимова
Верстка и дизайн: Артем Люкшин
Специалист prpress: 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 онлайне.

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

Подписано в печать 20.08.2012. 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

Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – основное направление развития нефтяной отрасли РФ в XXI столетии 2

Р.С. Хисамов

Проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и инновационные технологии их решения 8

Р.Н. Дияшев

Комплекс исследований для обоснования применения тепловых методов разработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей карбона 14

М.З. Тазиев, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев

О ходе совершенствования процессов нефтеизвлечения на 3 блоке Березовской площади 22

Е.В. Лозин

Основные принципы разработки и перспективы доработки крупных нефтяных месторождений Башкортостана 28

Н.Ф. Гумаров, Р.М. Миннуллин, Р.Р. Фасхутдинов

О дальнейшем развитии применения горизонтальных технологий на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» 35

Сюняев Р.З., Сафиева Р.З.

Нефтяные дисперсные системы: «мягкость», наноструктура, иерархия, фазовое поведение 39

Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенев, В.Е. Андреев, А.П. Стабинкас, И.В. Грехов

Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти 40

И.З. Чутикова

Доразведка, прирост запасов и добыча нефти на «старых» месторождениях новыми технологиями на примере Ново-Елховского месторождения 44

О.М. Карпова, Б.Г. Ганиев, Н.Ф. Гумаров

Об использовании гидроразрыва пласта на добывающем фонде скважин на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения 51

Ф.А. Аззамов, О.Ф. Кондрашев, С.Ф. Комлева

О необходимости учета коллекторских свойств пласта при выборе реагентов регуляторов фильтрационных характеристик буровых и тампонажных растворов 55

А.Р. Рахматуллина, В.С. Дубровский, Р.Н. Абдуллин

Некоторые результаты использования электрического имиджера в ООО «ТНГ-ГРУПП» 61

А.Г. Гайван

ООО «ТНГ-ГРУПП»: направления развития геонавигации при проводке горизонтальных скважин 64

О.Н. Шерстюков, Е.Ю. Рябченко, Е.В. Данилов, А.А. Иванов и др.

Аппаратное обеспечение беспроводной системы телеметрии для геолого-технологических исследований 67

К.В. Валовский, Г.Ю. Басос, В.М. Валовский, А.Р. Рахманов, Р.Н. Ахмадиев

Новые технологии по повышению рентабельности высокобводных скважин оборудованных УЭЦН 70

Л.Г. Теплова, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев

Об интенсификации добычи нефти на поздней стадии разработки Альметьевской площади 75

А.Р. Рахманов, Е.В. Ожередов, Б.Ф. Закиев, М.М. Маликов

Повышение надежности технологии одновременно-раздельной закачки в НГДУ «Альметьевнефть» 78

Т.И. Галиев, Д.П. Зайцев

Оптимизация процесса капитального ремонта скважины 81

Р.М. Гареев, А.Р. Рахманов, А.Ф. Алчинов, М.Н. Мингазов, Е.В. Хисамутдинова

Решение экологических задач на основе информационных технологий 84

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

Executive Board:

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

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

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

Advisory Board:

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

Editorial Office:

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

Editorial address:

Kazan (Volga region) Federal University
 Kremlevskaya 16a, off. 118, Kazan, 420008, Russia
 Phone: +7 843 2924454, +7 937 7709846
 Fax: +7 843 2924454

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

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

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

Subscription index in the Russian
 Rospechat Catalogue: **36639**

You can find full text electronic versions
 of the Journal on www.elibrary.ru
 (Russian Scientific Electronic Library)

The Journal is issued 4 times a year
 Circulation: 1000 copies
 Issue date: 20.08.12

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
 Efficiency enhancement of production of reserves difficult to recover is the
 main direction in the oil industry development in the XXI century 3
- R.S. Khisamov
 Production of oil reserves difficult to recover issues on the late stage of
 development and innovative technologies of their solution 8
- R.N. Diyashev
 Research complexes for substantiation of thermal methods application on
 Carboniferous highly viscous and heavy oil fields development 14
- M.Z. Taziev, N.F. Gumarov, B.G. Ganiev
 Oil recovery process improvement progress on the 3rd block of the
 Berezovsky area 22
- E.V. Lozin
 Development keynote and further development prospects
 of the large oil fields in Bashkortostan 28
- N.F. Gumarov, R.M. Minnullin, R.R. Fashutdinov
 Further development of horizontal technologies application on the development
 objects of the Almeteyevneft Oil and Gas Production Department 35
- R.Z. Syunyaev, R.Z. Safieva
 Oil dispersed systems: «softness», nanostructure, hierarchy,
 phasic behavior 39
- Sh. H. Sultanov, Yu.A. Kotenev, V.E. Andreev, A.P. Stabinskas, I.V. Grehov
 Geoinformation strategy of fields' development with oil reserves
 difficult to recover 40
- I.Z. Chupikova
 Additional exploration, reserves increment and oil production on the «old»
 fields by new technologies on the example of Novo-Elhovskiy field 44
- O.M. Karpova, B.G. Ganiev, N.F. Gumarov
 Use of hydraulic fracturing on the producing well stock
 on the late stage of the Romashkino field development 51
- F.A. Agzamov, O.F. Kondrashov, S.F. Komleva
 Necessity of the reservoir properties accountancy in the selection of agents
 and adjusters of drilling and cement fluids filtration characteristics 55
- A.R. Rahmatullina, V.S. Dubrovsky, R.N. Abdullin
 Various results of the electrical imager usage in TNG Group Ltd 61
- A.G. Gaivan
 TNG Group Ltd.: tendency of geonavigation in horizontal wells installation . 64
- O.N. Sherstyukov, E.Yu. Ryabchenko, E.V. Danilov, A.A. Ivanov,
 A.M. Sorokin, D.G. Galiullin
 Wireless telemetry system hardware support for geologic-technological study . 67
- K.V. Valovsky, G.Yu. Basos, V.M. Valovsky, A.R. Rahmanov, R.N. Ahmadiyev
 New technologies for rise in profitability of the highly
 flooded wells equipped with ESP 70
- L.G. Teplova, B.G. Ganiev, N.F. Gumarov
 Oil production stimulation on the late stage of the Almeteyevsk area
 development 75
- A.R. Rahmanov, E.V. Ozheredov, B.F. Zakiev, M.M. Malikov
 Reliability enhancement of the simultaneous-separated pumping in the
 Almeteyevneft Oil and Gas Production Department 78
- T.I. Galiev, D.P. Zaycev
 Well-workover operation process optimization 81
- R.M. Gareev, A.R. Rahmanov, A.F. Alchinov, M.N. Mingazov,
 E.V. Hisamutdinova
 Solution of ecological problems on the basis of information technologies 84

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ – ОСНОВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ В XXI СТОЛЕТИИ

В статье подробно рассмотрены проблемы нефтяной отрасли в России в настоящее время. Описываются недостатки принятой стратегии развития отрасли, и предлагаются пути их решения. В статье акцентируется внимание на инновационном проектировании, как главном направлении увеличения нефтеотдачи.

Ключевые слова: нефтяная отрасль, коэффициент извлечения нефти, методы увеличения нефтеотдачи, трудноизвлекаемые запасы, поздняя стадия разработки, инновационное проектирование.

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 год). 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 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, также 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 крайне низкий КИН (коэффициент извлечения нефти), по существу на уровне достигнутого 0,37. Не предусмотрены масштабные инновации и модернизация отрасли. Нет механизмов побуждения к инновациям, к увеличению добычи, налогового стимулирования трудноизвлекаемых запасов (ТЗН), а остаточные запасы действующих месторождений даже не рассматриваются как объекты повышения КИН (Муслимов, 2011а).

Проблемы развития отрасли покажем на примере Татарстана. Основные недостатки развития нефтяной отрасли республики следующие.

1. Неуклонное истощение запасов основных эксплуатируемых месторождений, дающих более 75 % всей нефти РТ при одновременном ухудшении структуры запасов (доля трудноизвлекаемых запасов достигла в целом по РТ 80 %, а по ННК – 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 геологоразведочных работ (ГРП) устойчиво сокращаются по мере увеличения разведанности территории. Татарстан в отношении нефтеносности является наиболее разведанным из всех субъектов РФ. 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 обуславливает снижение технико-экономических показателей разработки.

5. Применяемые в настоящее время методы увеличения нефтеотдачи (МУН) не способствуют какому-то существенному увеличению КИН (не более 3-5 %).

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

При планировании развития нефтяной отрасли РТ до 2030 г. нами было установлено следующее.

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 апробированных реальных методов и технологий разработки и добычи нефти, показали 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 (Рис. 1а).

При этом добыча нефти ведется при 95 % воспроизводстве запасов по РТ в целом при сравнительно небольших объемах разведочного бурения 50-95 тыс.м. Это в среднем по РТ. Положение гораздо хуже по малым нефтяным компаниям (МНК) (Рис. 1б).

По всем канонам в условиях Татарстана, когда непрерывно растет доля ТЗН, и происходит истощение запасов действующих месторождений, восполнение минерально-сырьевой базы (ВМСБ) нужно держать на уровне 120-125 % к добыче нефти. Но для этого, как показал наш анализ, при обычном подходе нет возможностей. Более того к концу планируемого периода мы остаемся с мизерным объемом неоткрытых запасов (даже с учетом ранее не показанного, скрытого резерва запасов нефти и реально возможных запасов СВН и ПБ) (Рис. 2).

Что же делать?

Есть ли возможность изменить ситуацию?

Состояние нефтяной промышленности интегрально определяется двумя факторами: степенью восполнения запасов и величинами достигаемых и проектируемых КИН. Реальное восполнение запасов в РФ существенно ниже официальной отчетности, а достигнутые и планируемые в Энергостратегии-2030 его значения низкие и находятся на уровне нынешних – 0,36-0,37. Однако ответственные работники продолжают публиковать победные релизы о рекордных уровнях добычи и рекордном воспроизводстве запасов. Наряду с манипуляциями по восполнению запасов, реальный рост добычи нефти имеет место. Но в большей мере – это результат мощного нефтедобычного потенциала, созданного в советское время: огромные разведанные запасы, большие мощности в разведочном и эксплуатационном бурении, большой фонд пробуренных скважин, прогрессивные технологии разработки с широким применением заводнения, мощный кадровый, производственный и научный потенциал. Единственное, в чем мы отставали от Запада на 30-40 лет, – это по уровню оборудования и техники нефтедобычи. Но этот недостаток в рыночных условиях реально превратился в позитив. Получив доступ к западной современной технике и оборудованию, Россия по существу преодолела это отставание за 6-7 лет. При умелом использовании таких возможностей на фундаменте, созданном в советское время, был обеспечен рост нефтедобычи после огромного его спада в начале рыночных реформ. Потенциал советского времени оказался значительно больше, чем мы предполагали. Он далеко не исчерпан и сейчас. Однако анализ показывает, что только на использовании этого потенциала (пусть и достаточно умелом) выполнить задачи, поставленные принятой Энергостратегией-2030, не удастся.

Увеличение добычи нефти в России после ее резкого падения в первые годы рыночных реформ было осуществлено за счет использования созданного в советский период мощного потенциала и получения в рыночных условиях доступа к надежной зарубежной технике. Техника и технология нефтедобычи по существу вышла на мировой уровень. Но этого нельзя сказать о геологии. Геология (в первую очередь промысловая) в РТ практически стагнировала. Это произошло благодаря приходу к руководству геологической службой другого поколения геологов, не имеющего опыта работы в более сложных усло-

виях советского периода и по существу не подготовленного для руководящей самостоятельной работе. Они больше занимались не своими прямыми обязанностями, а техникой добычи нефти. Геологические исследования были пущены на самотек. К сожалению, они этого не поняли до сих пор, а учиться уже не у кого (даже ЦКР потеряла былой авторитет и значение). Всё это в полной мере относится и к руководству геологической службы ОАО «Татнефти».

Дело в том, что в настоящее время мы имеем качественно другую структуру остаточных запасов нефти, чем это было 20 лет назад. Она значительно ухудшилась. В старых нефтедобывающих районах это в значительной мере истощенные месторождения, находящиеся в поздней стадии разработки и еще продолжающие давать значительную долю добычи. А новые месторождения как в старых, так и в новых районах нефтедобычи, как правило, содержат в основном трудноизвлекаемые запасы нефти, или их доля основная. В целом по РФ доля ТЗН составляет около 60 %, а в старых нефтедобывающих районах (как Татарстан) она достигает 80 % и более.

Особенность ресурсной базы отрасли такова, что качество (структура) запасов непрерывно ухудшается как за счет опережающей выработки АЗН (темпы разработки последних в 5-10 раз выше, чем ТЗН), так и за счет выявления залежей с все более сложным геологическим строением. Покажем это на примере РТ. Впервые разделение запасов по интегральному их признаку-структуре на две большие группы – АЗН и ТЗН – обосновали геологи РТ. Это понадобилось для доказательства в Совете Министров и Госплане СССР необходимого объема капиталовложений для достижения поставленной задачи – выхода на 100-миллионный уровень добычи нефти с дальнейшим его поддержанием. Тогда это в достаточной мере помогло в отстаивании наших позиций. Но со временем понятие ТЗН расширилось за счет выявления новых категорий ТЗН, находящихся в еще более сложных геологических условиях. В начале появилось новое понятие – техногенно измененные в процессе длительной разработки залежи с ухудшенными свойствами коллекторов и насыщающей их нефти. Затем были выявлены залежи нефти в так называемых нетрадиционных коллекторах со специфической фильтрацией флюидов. Далее обозначены плотные коллектора, ранее относимые к некондиционным, запасы нефти, в которых обычно не подсчитывались. Но как было показано позднее, они могут быть коллекторами нефти. Наконец, в последнее время были выявлены так называемые проблемные залежи, которые обладали большим количеством признаков ТЗН и, кроме того, были очень мелкими, что ограничивало возможности их разработки с применением современных средств воздействия (Рис. 3).

Особняком находятся так называемые остаточные запасы нефти на выработанных в соответствии с проектными решениями участках залежей. Часть из них техногенно измененные, часть же – не подвергшиеся изменениям в процессе эксплуатации. Таким образом, настало время более дробного деления ТЗН. В результате анализа возможностей выработки ТЗН мы выделили следующие группы: ТЗН в благоприятных геологических условиях (I подгруппа ТЗН), ТЗН в не благоприятных геологических условиях (II подгруппа) и проблемные ТЗН (III подгруппа). К первым можно отнести залежи ВВН и СВН в высокопродуктивных коллекторах и залежи маловязких нефтей

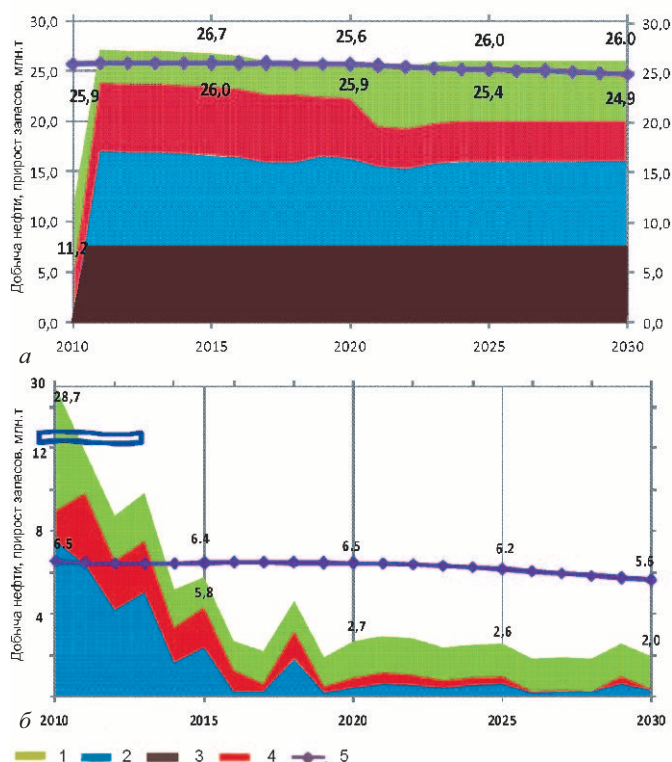


Рис. 1. Динамика добычи нефти и прироста запасов по ОАО «Татнефть» (а) и МНК РТ (б) на 2010-2030 гг. 1 – за счет ГРП, 2 – за счет увеличения КИН и перерасчета запасов, 3 – за счет разведки прошлых лет, 4 – за счет доразведки, 5 – планируемая добыча нефти.

(МВН) в низкопроницаемых коллекторах. Ко вторым – залежи ВВН и СВН в низкопроницаемых пластах, залежи в плотных коллекторах и техногенно измененные в процессе разработки залежи нефти. К третьим – залежи проблемные и в нетрадиционных коллекторах.

Первая подгруппа ТЗН в настоящее время участвует в разработке, но разрабатывается менее эффективно, чем залежи с АЗН. Поиск и отработка новых технологий поможет постепенно повысить эффективность их разработки и со временем перевести в категорию АЗН. Что уже произошло с залежами МВН и нефтей повышенной вязкости (ПВН) в высокопродуктивных коллекторах.

Вторая подгруппа требует достаточного объема лабораторных и полевых исследований по детализации геологического строения, поискам и отработке новых технологий их извлечения.

Третья подгруппа еще более сложная и в дополнении к исследованиям, необходимым для второй подгруппы, нуждается в проведении фундаментальных исследований в области геоло-



Рис. 2. Изменение запасов и ресурсов по РТ за 2010-2030 гг.

гии и технологий извлечения, в том числе на наноуровне. Примерно такие же подходы нужны для извлечения части остаточных запасов нефти (ОЗН). Но эти запасы огромны и требуют более приоритетного подхода к их освоению, чем третья подгруппа ТЗН.

Дифференциация ТЗН – объективная необходимость современного развития нефтяной отрасли стран, не входящих в ОПЕК. Это позволит целенаправленно вести работы по их освоению. Что-то похожее по дифференциации запасов по степени сложности освоения сделано или делается в США. Но у нас пока этим занимаются отдельные энтузиасты. Оно не стало практикой нефтяных компаний и регионов. Но рано или поздно это придется делать, так как бурный рост доли ТЗН требует минимизации затрат на их освоение, что невозможно без внедрения новых технологий нефтеизвлечения.

Что объединяет старые и новые районы нефтедобычи, старые и новые месторождения в современных условиях? Необходимость в обоих случаях широкого применения МУН. Роль МУН в разработке нефтяных месторождений зависит от их продуктивности и стадии разработки.

Высокопродуктивные объекты следует осваивать с применением гидродинамических методов. Третичные МУН следует широко применять в конце второй – начале третьей стадии разработки, когда на участке воздействия уже сформировалась внутрипластовая динамика потоков нагнетаемой воды, когда определялись направления обводнения залежи. Поскольку имеющийся арсенал МУН в основном работает на увеличение коэффициента охвата, то эти методы эффективно применять многократно при обводнении скважин за счет прорыва воды по отдельным высокопроницаемым пропласткам. А в начальной стадии разработки эффективно применять менее затратные методы стимуляции скважин, восстанавливающие или увеличивающие добычу нефти, но не обязательно дающие повышение нефтеизвлечения.

На высокопродуктивных месторождениях, если в первой и второй стадиях разработки МУН не играет решающей роли в системе разработки высокопродуктивных объектов, то в поздней стадии внедрение МУН является основным элементом разработки, позволяющим обеспечить оптимальную динамику добычи нефти, рентабельную разработку месторождения при высокой обводненности продукции и повышение нефтеизвлечения.

Поэтому подход к применению МУН в поздней стадии имеет особенности, заключающиеся в следующем:

- массированность и адресность их применения, охватывающие все нагнетательные и добывающие скважины объектов, подходящих по геолого-физическим условиям к применению тех или иных МУН;

- внедрение МУН по системной технологии с обязательной регулярностью (не реже одного раза в 1,5-2,5 года в зависимости от мощности применяемого МУН);

- обязательная закачка в пласт необходимого расчетного объема реагентов при цикличности закачки растворов в нагнетательные скважины с постепенным увеличением объемов оторочек, комплексированием и периодической сменой закачиваемых составов, т.е. созданием нестационарных условий воздействия;

- объемы закачаных реагентов в скважины должны быть достаточны для воздействия на весь объем залежи (блока, участка);

- нефтевытесняющая способность закачиваемых растворов во времени должна повышаться;
- непрерывное совершенствование геолого-физических критериев эффективного применения МУН с целью повышения качества подбора технологий для конкретных условий участков залежей;
- совершенствование применяемых и создании новых технологий с учетом техногенного изменения геолого-физических характеристик объектов при разработке;
- внедрение МУН в соответствии со специальными проектами, составленными на основе геолого-гидродинамического моделирования процессов воздействия.

Если во второй стадии разработки выполнение изложенных условий не обязательно (так как здесь МУН еще не стали обязательным и решающим элементом системы разработки), то в поздней стадии необходимо жестко требовать выполнения вышеизложенных условий. При этом увеличение мощности применяемых МУН должно обеспечиваться за счет широкого комплексирования различных технологий (физических с физико-химическими, волновых с тепловыми и газовыми, физических с микробиологическими и т.д.) (Муслимов, 2011б). Совершенствование разработки длительно разрабатываемых нефтяных месторождений должно производиться с неперенным учетом техногенных изменений в процессе длительной эксплуатации.

При проектировании систем разработки этих месторождений на поздней стадии дальнейшая эксплуатация их может оказаться нерентабельной, а утвержденные запасы при этом не будут извлечены. В этом случае необходимо рассчитать дополнительные варианты с применением различных льгот (снижение или полная отмена НДС (налог на добычу полезных ископаемых) и (или) экспортных пошлин). При этом продление добычи нефти будет выгодно для государства (увеличатся извлекаемые запасы, и будут налоговые поступления), и для НК. Но этим не исчерпываются возможности старых, длительно эксплуатируемых месторождений. Резервы нефтедобычи в них больше, чем

во вновь открываемых месторождениях. Так как это, как правило, крупнейшие месторождения.

В чем заключаются эти резервы? В сравнительно низких проектных КИН – 0,4-0,5, по причине применения в основном только методов заводнения. Поэтому здесь в дальнейшем, в четвертой стадии разработки можно применить более мощные системы разработки с тепловым, газовым, волновым или комплексным воздействием. Это у нас в РФ практически еще не применялось. А на Западе уже применяется широко.

Дорого? Да! Но они же применяют. Чтобы в РФ появилось заинтересованность в существенном увеличении извлекаемых запасов на старых высокопродуктивных месторождениях за счет роста КИН с 0,4-0,5 до 0,6-0,7 и выше, государству на этот период разработки месторождения надо создать условия, а именно обнулить все налоги и платежи до выхода на окупаемость проектов разработки, а затем оставить один налог – на прибыль. Этого будет достаточно, чтобы истощенные месторождения обрели вторую жизнь. Существенное отставание РФ во внедрении более мощных и дорогих МУН в перспективе можно из недостатка превратить в большое преимущество. Но первое слово здесь за государством, а НК – активно всё поддержат.

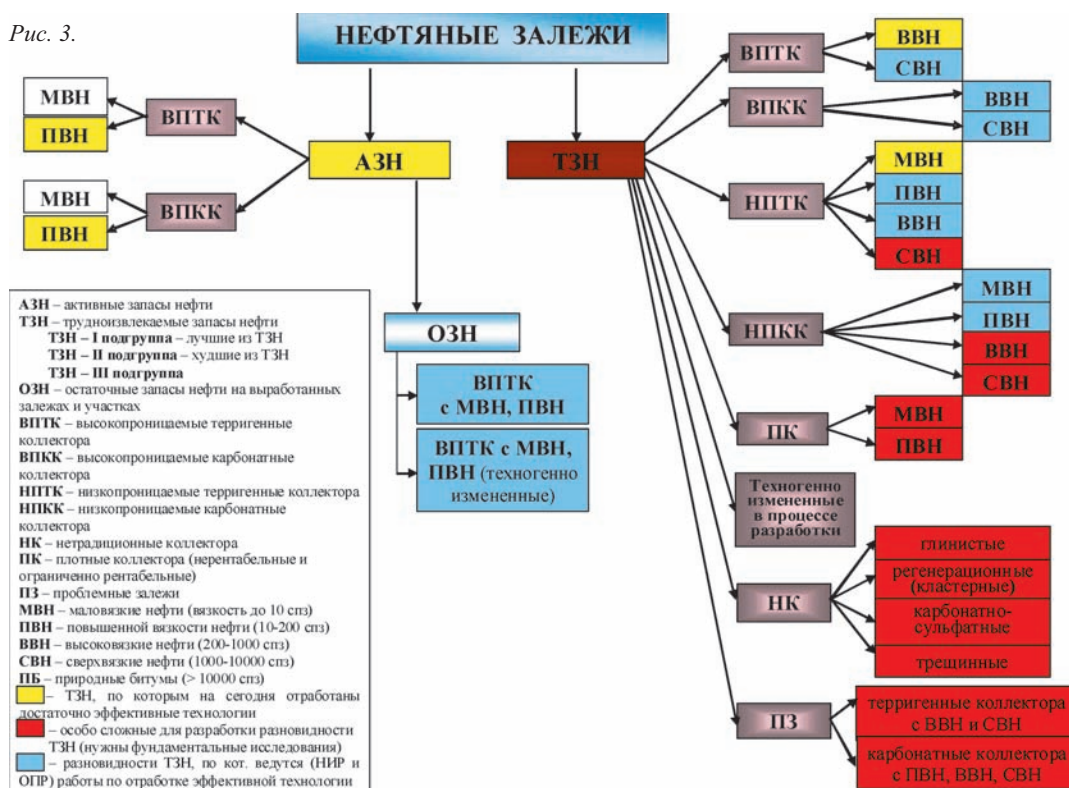
При проектировании разработки малоэффективных месторождений необходимо с самого начала применять новые технологии, обеспечивающие рентабельную разработку. Если и в этом случае не удастся достичь приемлемых экономических показателей, то следует рассчитать варианты льготного налогообложения.

Основными путями стимулирования внедрения третичных МУН можно считать обнуление НДС на дополнительную нефть, добываемую за счет применения МУН и части налога на прибыль, направляемые в дальнейшем на внедрение МУН. Но для особо сложных случаев (третья подгруппа ТЗН) и этого может оказаться недостаточно. В этом случае для запуска проектов освоения таких месторождений потребуется участие государства в софинансировании таких проектов.

Наши исследования показали, что для освоения залежей СВН и ПВН пермского комплекса РТ нужно прямое участие государства в софинансировании проектов на начальном этапе, до выхода их на окупаемость при одновременном обнулении всех налогов.

В этом опять же мы имеем хороший пример США по освоению нефтеносных сланцев. Конечно, мы хорошо знаем американцев. Они умеют достигать поставленных целей и разрабатывают много совершенных технологий. Но они при этом умеют хорошо пиарить любые свои разработки (даже

Рис. 3.



не самые эффективные). Примерно также обстоит, очевидно, дело с нефтеносными сланцами. Конечно, там много пиара и никогда газ сланцевых месторождений не сможет заменить газ, добываемый из обычных газовых месторождений. Но то что они сделали, создав высокоэффективные технологии его извлечения, это достойно всяческой похвалы и уважения. Суть технологии – превратить содержащий углеводороды (УВ) неколлектор в породу-коллектор, которая может отдавать УВ.

В применении аналогичных методов воздействия заложен значительный резерв добычи нефти из неучитываемых сегодня запасов в нетрадиционных, плотных, а также техногенно измененных терригенных коллекторах и карбонатных пластах с ВВН. Превратить сегодняшний неколлектор в коллектор – перспективная задача. В РФ есть первые попытки работ в этом направлении. Так, ООО Научно-производственная фирма «КБ-Авангард» занимается использованием пороховых газогенераторов для локального разрыва продуктивных пластов. Естественно, это намного дешевле, чем гидроразрыв пласта (ГРП) в нефтеносных сланцах США. Опять же это говорит об огромных резервах РФ. Но государству это пока не нужно. А зря.

В советское время наука создавала новые МУН и ОПЗ, но не всё передавала производству, оставляя в своем резерве. Но с переходом на рыночные условия для выживания научные организации выложили все свои разработки. Причем для их внедрения создавались различные частные фирмы. Появилось множество МУН и ОПЗ. Их насчитывали уже не десятками, а сотнями. К тому же с учетом рынка техника и технология добычи вышли на мировой уровень. Поэтому образовались ножницы: огромное количество технологий при недостаточном геологическом обосновании их внедрения. Результат – низкая эффективность применения МУН (не более 3-5 % увеличения КИН). При этом оказалась нерешенной ключевая проблема – подбор технологий для конкретных геолого-физических условий. При их адекватности нас ждет успех, а в противном случае – неудача. Несмотря на появление разных методов подбора МУН для конкретных залежей, проблема эта не решена, что снижает эффективность их применения. Поэтому нужно тщательно изучать геологическое строение залежей на каждом конкретном месторождении, вплоть до наноуровня – наногеология. Затем вручную подбирать необходимый МУН. Это, к сожалению, либо не делается совсем, либо делается плохо. Сегодня это главная задача повышения эффективности МУН, и нужно работать в создании программного системного подхода к применению МУН для конкретных геолого-физических условий.

При этом надо учесть, что применению любых МУН будет более эффективным, если будет оптимизирована система разработки. Если это заводнение, то гидродинамическая система воздействия.

Положение с применением МУН в отрасли осложняется с завышенностью КИН в проектных документах, принятых после 2004 г., когда под давлением сверху принимались заведомо недостижимые при внедрении проектных решений значения КИН. Так, на Аканском месторождении первоначально был утвержден КИН около 0,11. Затем его рассчитали 0,12-0,18, а на баланс приняли 0,25. На месторождении вот уже около 5 лет ведутся исследования по детальному изучению геологического строения и подбору систем воздействия. Но пока не видно методов, позво-

ляющих запроектировать КИН выше 0,11. Если это и удастся сделать, то будут нужны другие сетки скважин и способы воздействия, что потребует увеличения в разы капитальных затрат. В принятии КИН на месторождениях в настоящее время мы имеем откат назад – в советские годы. Тогда завышенный КИН принимался как цель, для достижения которой надо много работать. Это считалось стимулирующим воздействием. Сейчас завышенный КИН принимается для создания мнимого благополучия достижения высокого КИН и ВМСБ. Это вредная практика, которая не стимулирует внедрение новых технологий, новых МУН. Более того, она тормозит этот процесс. Зачем делать новый более дорогой проект, который хотя реально и повышает КИН, но формально он не превышает (а, как правило, ниже) утвержденных проектных значений. Получается, мы сами себя загнали в тупик.

В настоящее время предстоит большая аналитическая работа по углубленному изучению особенностей геологического строения месторождений, уточнению геологических моделей с учетом современных подходов и с обоснованием новых кондиционных значений пород-коллекторов и их классификаций, анализа и обоснования реальных КИН при применяемых технологиях, перепроектирования систем разработки с современных позиций и с учетом внедрения новейших МУН. В ряде работ геологами РТ было показано, что такая аналитическая работа только на Ромашкинском месторождении может дать увеличение запасов до 15 %. Будут получены изумительные результаты при ничтожной затрате средств.

На такой геологии и таких моделях можно подбирать наиболее эффективные МУН. Сегодня нам видятся следующие направления применения МУН.

1. Детальное изучение геологического строения месторождений современными методами мирового уровня, с применением нанометодов и новых принципов вплоть до теории эффективного порового пространства.
2. Составление геологических моделей с новых научно-практических позиций.
3. Оптимизация гидродинамических систем и режимов разработки нефтяных месторождений.
4. Подбор наиболее предпочтительных для данных геологических условий МУН и ОПЗ.
5. Оценка предпочтительных МУН в лабораторных (вытеснение на моделях пород данного месторождения) и промысловых условиях.
6. Изучение эффективности комплексирования различных МУН.
7. Испытание и внедрение наукоемких методов (волновые, микробиологические).
8. Проведение работ в принципиально новых направлениях: превращение породы-неколлектора в коллектор, плохого коллектора в средний, среднего в высокопродуктивный, низко- и среднепродуктивных залежей в высокопродуктивные.

На месторождениях МНК РТ 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.

ПРОБЛЕМЫ ВЫРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ИХ РЕШЕНИЯ

В статье подробно описываются технологии добычи нефти, применяемые в ОАО «Татнефть». Рассматриваются проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и предлагаются инновационные технологии их решения, так как на текущей поздней стадии высокой выработанности запасов доля трудноизвлекаемых запасов на месторождениях компании возросла до 80 %.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы нефти, поздняя стадия разработки месторождений, разработка карбонатных коллекторов, инновационные технологии.

С 1999 года ОАО «Татнефть» ежегодно наращивает объемы добычи нефти, достигнута стабильность основных показателей разработки месторождений: добыча нефти более 25,9 млн. т/в год, обводненность 83,4 %.

Отборы запасов в объемах ежегодной добычи нефти обеспечены стабильным приростом запасов. За последние

5 лет (2007–2011 гг.) в Республике Татарстан открыты 24 нефтяных месторождения, за пределами республики – 13. Прирост извлекаемых запасов по категории $A+B+C_1$ по холдингу ОАО «Татнефть» составил 121,8 млн.т, C_2 – 88,7 млн.т, а за 2011 год – 28 млн.т по категориям $A+B+C_1+C_2$.

Если в начальной стадии разработки на долю трудноиз-

Окончание статьи Р.Х. Муслимова «Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов – основное направление развития...»

Создана научно-аналитическая группа (НАГ) из ведущих ученых и производственников разных специальностей по регулярному рассмотрению предлагаемых технологий. Вопросы их применения после достаточной проработки решаются на заседаниях Координационного Совета ЗАО «Нефтеконсорциум».

Главным направлением увеличения КИН является проектирование разработки. 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 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 больше средств.

Современное состояние нефтяной промышленности на кажущуюся стабильность не позволяют оптимистично смотреть в будущее. В этом полностью вина государства, которое отстранилось от участия в обеспечении рационального недропользования. Оно в основном занимается лишь вопросами перманентного увеличения налоговой нагрузки на отрасль, а не создания нормальных условий для дальнейшего развития отрасли. Отсутствуют многие основополагающие документы: правила разработки нефтяных, газовых, нефтегазоконденсатных месторождений, стандарты требований к рациональной разработке месторождений, государственные стандарты рациональной эксплуатации недр, определения понятий МУН и стимуляции скважин, современной классификации запасов и законов, позволя-

ющих обеспечить рациональное недропользование в интересах нынешних и будущих поколений.

Литература

Муслимов Р.Х. Как прирастить нефтяное могущество России и Татарстана. *ЭКО*. 2012. №1(451). 17–29.

Муслимов Р.Х. Проблемы модернизации и развития инновационных технологий разработки месторождений в связи с существенным изменением ресурсной базы нефтяной отрасли в Татарстане. *Георесурсы*. 2011. №3(39). 4–7.

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

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

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

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

R.Kh. Muslimov. **Efficiency enhancement of production of reserves difficult to recover is the main direction in the oil industry development in the XXI century.**

The article shows in details issues of oil industry nowadays in Russia. Disadvantages of industry development strategy are described. Solutions for these issues are suggested. In the article we emphasize on innovative engineering as the major direction of oil recovery factor increase.

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

Ренат Халиуллович Муслимов

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

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

влекаемых запасов приходилось всего 19 %, то на текущей поздней стадии высокой выработанности запасов она возросла до 80 %. Эксплуатируются обширные зоны запасов ВНЗ (водонефтяные зоны), увеличивается доля добычи нефти из залежей карбонатных коллекторов и мелких месторождений, идет освоение весьма значительных запасов высоковязких нефтей в малопродуктивных месторождениях.

С 2006 года началась активная разработка Ашальчинского месторождения сверхвязкой нефти.

Приоритеты развития, внедрение технологий разработки и технических решений для отдельных месторождений определяются особенностями геологического строения, распределением текущих запасов по объектам, пластам, а также экономической эффективностью этих мероприятий.

В настоящее время:

1. Создана интенсивная система разработки высоковыработанных месторождений, что обеспечивает по Ромашкинскому месторождению стабильную добычу нефти в объеме 15,2 млн. т/год при выработанности – 87,3 %, обводненности – 85,6 %, текущий КИН составляет 0,424.

2. Система управления отборами запасов нефти на разрабатываемых месторождениях основана на компенсации

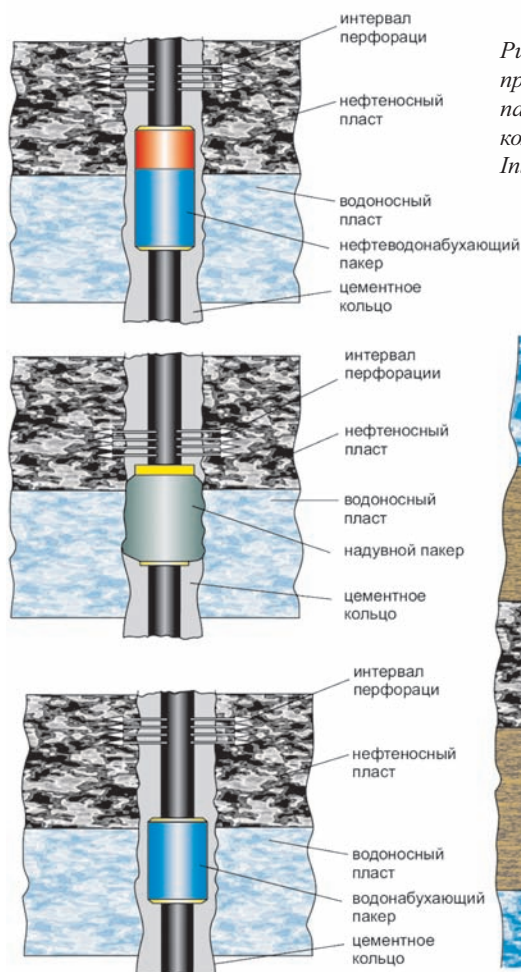


Рис. 1. Условия применения пакеров компании TAM International.

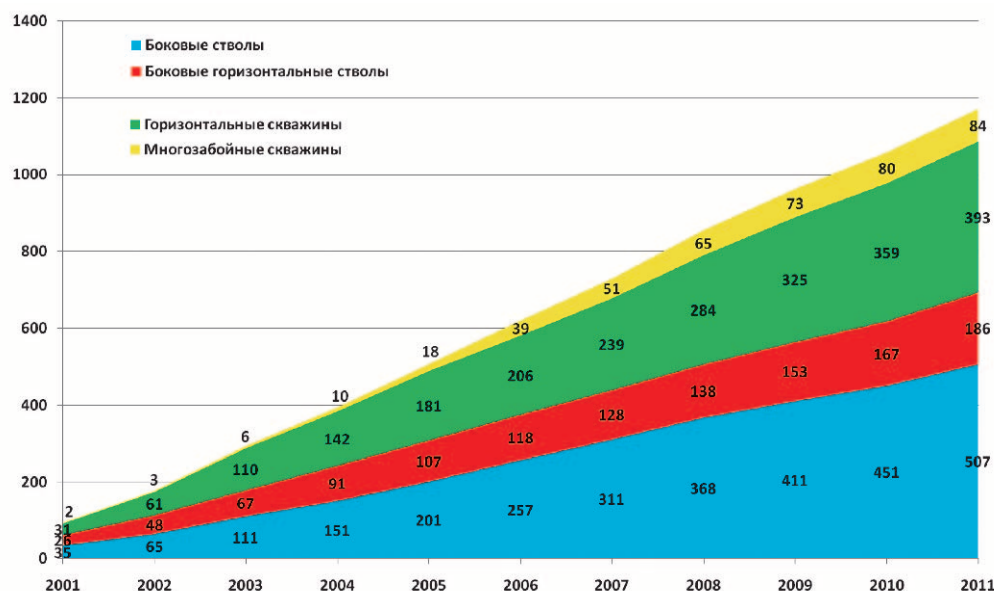


Рис. 2. Динамика бурения горизонтальных скважин, многозабойных скважин, боковых и боковых горизонтальных стволов по ОАО «Татнефть» с 2001 г. на 01.01.2012 г..

снижения добычи нефти приростом за счет выполнения комплекса геолого-технических мероприятий (ГТМ), и сегодня 79,3 % эксплуатационного фонда охвачено различными видами ГТМ.

3. Создана система разработки залежей нефти в низкопроницаемых глинистых и карбонатных коллекторах с применением горизонтальных конструкций скважин. Периодически обновляется перечень технологий воздействия на запасы нефти через действующие скважины добывающего и нагнетательного фонда. На начало 2012 г. всего пробурено 503 горизонтальных, 86 многозабойных скважин и 235 боковых горизонтальных ответвлений из действующего фонда скважин.

4. Созданы участки комплексного воздействия на продуктивные пласты при разработке залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти в карбонатных коллекторах, проводятся опытно-промышленные работы по различным технологиям выработки запасов, заводнения, методов увеличения нефтеотдачи (МУН), интенсификации, в т.ч. за счет

внедрения технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД) в 953 скважинах и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) в 335 скважинах; одновременной добычи и закачки (ОРДиЗ) в 90 скважинах;

5. Продолжается разработка двух месторождений сверхвязкой нефти тепловыми методами, выполняются НИОКР и испытываются различные технологии разработанные в Татнефти, накопленная добыча нефти по Ашальчинскому месторождению составляет 106,8 тыс.т, текущий дебит – 170 т/сут.

На основе программных продуктов моделирования в ТатНИПИнефть выполняется проектирование систем заводнения, нестационарной, циклической закачки воды в пласт с терри-

генными и карбонатными коллекторами, выбор скважин с горизонтальным окончанием.

При достигнутой стадии выработанности месторождений, по принятой стратегии в ОАО «Татнефть», система разработки месторождений должна обеспечивать достаточно высокие темпы добычи нефти, оптимальную динамику технологических показателей с достижением возможно более высокой нефтеотдачи при благоприятных экономических показателях.

Высокие темпы добычи предполагают проведение НИОКР по поиску наиболее эффективных технических и технологических решений, большой объем эффективных ГТМ для возмещения естественного снижения добычи.

По разрабатываемым и новым внедренным технологиям составлена «Инновационная программа ОАО «Татнефть» в области недропользования до 2020 года».

Целью «Инновационной программы» является развитие нефтедобычи на основе использования опыта нефтяных компаний России, зарубежных достижений с выделением признака инновации для каждой технологии применительно к выработанным месторождениям ОАО «Татнефть» по следующим направлениям:

- внедрение блочно-замкнутой системы разработки для залежей нефти карбонатных коллекторов;
- создание системы разработки скважинами с горизонтальными конструкциями: горизонтальных скважин (ГС), многозбойных скважин (МЗС), боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) с управляемым и поинтервальным отбором продукции;
- ввод в активную разработку залежей с карбонатными коллекторами, низкопроницаемыми и глинистыми коллекторами с учетом особенностей геологического строения и вязкости нефти;
- разработка оптимального комплекса ГТМ по освоению запасов нефти в низкопроницаемых и глинистых коллекторах, залежей высоковязких и сверхвязких нефтей (ВВН и СВН);
- оптимизация комплекса технологий повышения нефтеотдачи пластов;
- развитие гидродинамических методов воздействия

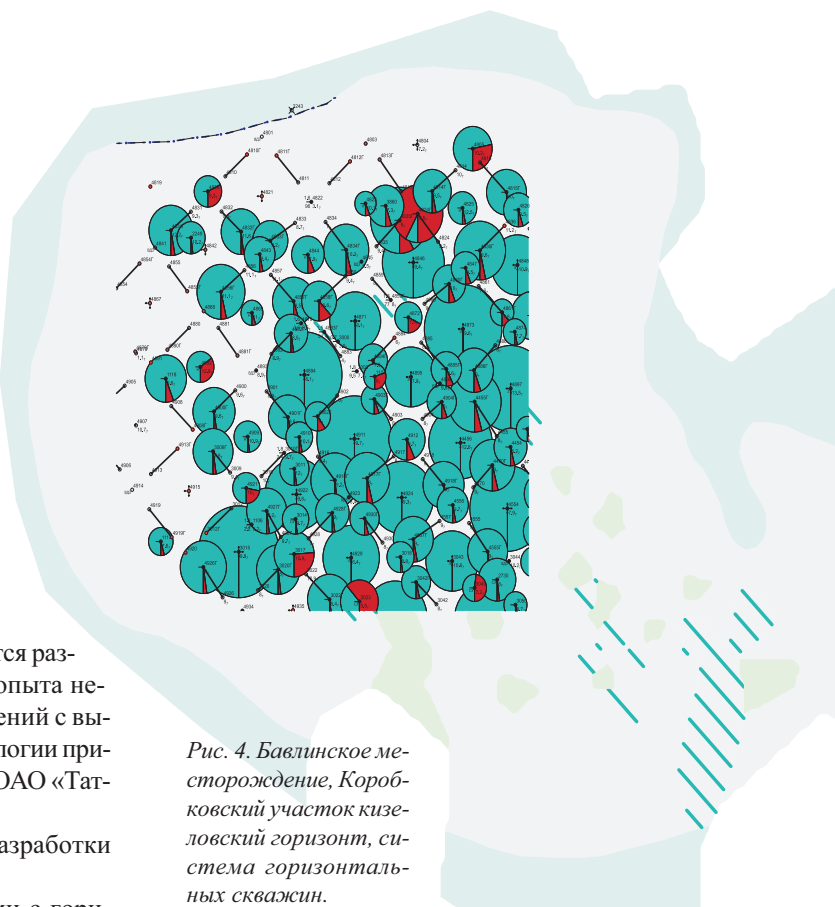


Рис. 4. Бавлинское месторождение, Коробковский участок кизеловский горизонт, система горизонтальных скважин.

для карбонатных коллекторов;

- применение различных технологий обработки призабойной зоны пласта (ОПЗ) для стимуляции дебитов скважин, в т.ч. за счет технологий гидроразрыва пластов, воздействия на призабойные зоны скважин химическими реагентами в различных геолого-физических условиях с учетом петрофизических свойств коллекторов;
- внедрение новых технологий ограничения отборов попутно добываемой воды;
- масштабное внедрение энергосберегающих технологий в добыче, транспортировке, подготовке добываемой продукции.

Государственная поддержка разработки «старых» высоковыработанных и мелких нефтяных месторождений, учитывающая изменения геологических и экономических

условий добычи, продлевает рентабельный срок разработки таких месторождений. Необходима системная работа с текущими запасами нефти на базе изучения особенностей геологического строения, знания текущей структуры (распределение запасов) по объектам разработки, начиная с оптимизации системы размещения скважин, воздействия, эффективного использования пробую-

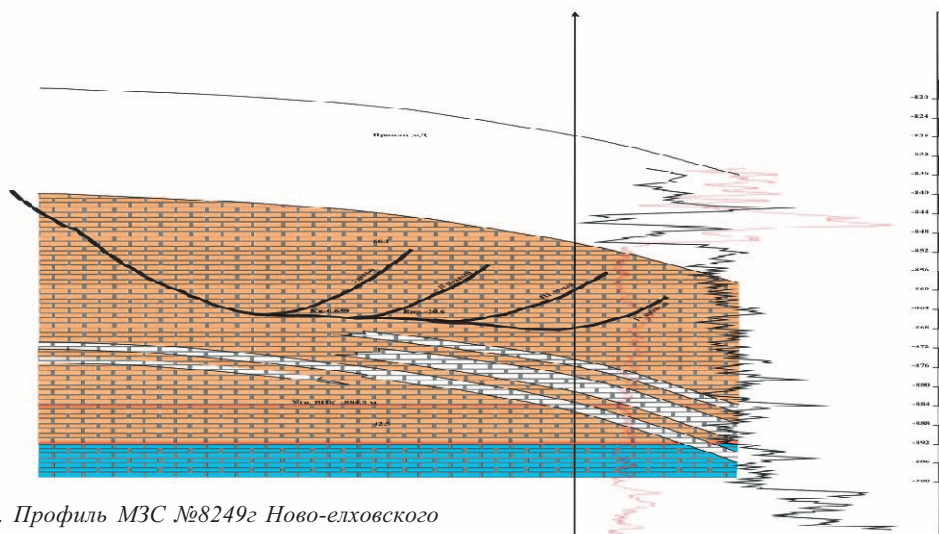


Рис. 3. Профиль МЗС №8249г Ново-елховского месторождения.

ренного фонда скважин

В ОАО «Татнефть» опробован широкий спектр технологий, направленных на повышение качества строительства новых скважин. В 2011 году внедрены следующие технологии:

– включение в оснастку эксплуатационных колонн скважин, бурящихся на водонефтяные зоны, водонефтенабухающего и надувного пакеров фирмы «ТАМ». (Рис. 1). Их применение для улучшения качества разобщения продуктивных пластов от водоносных в 37 скважинах, где установлено более 50 пакеров, практически исключили заколонную циркуляцию;

– технология первичного вскрытия продуктивных пластов на полимерно-карбонатном растворе для сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов (24 скважины) и технология первичного вскрытия на полимерно-солевом растворе для повышения качества вскрытия продуктивных пластов (36 скважин), в комплексе с другими технологиями позволили увеличить дебит новых скважин до 9,4 т/сут при среднем дебите 3,8 т/сут по ОАО «Татнефть»;

– улучшение качества цементирования, в т.ч. за счет использования двух разделительных пробок при цементировании эксплуатационных колонн (3 скважины), приме-

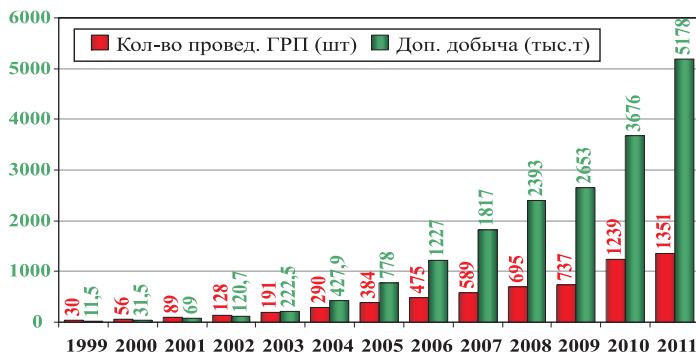


Рис. 5. Показатели гидравлического разрыва пластов добывающих скважин.

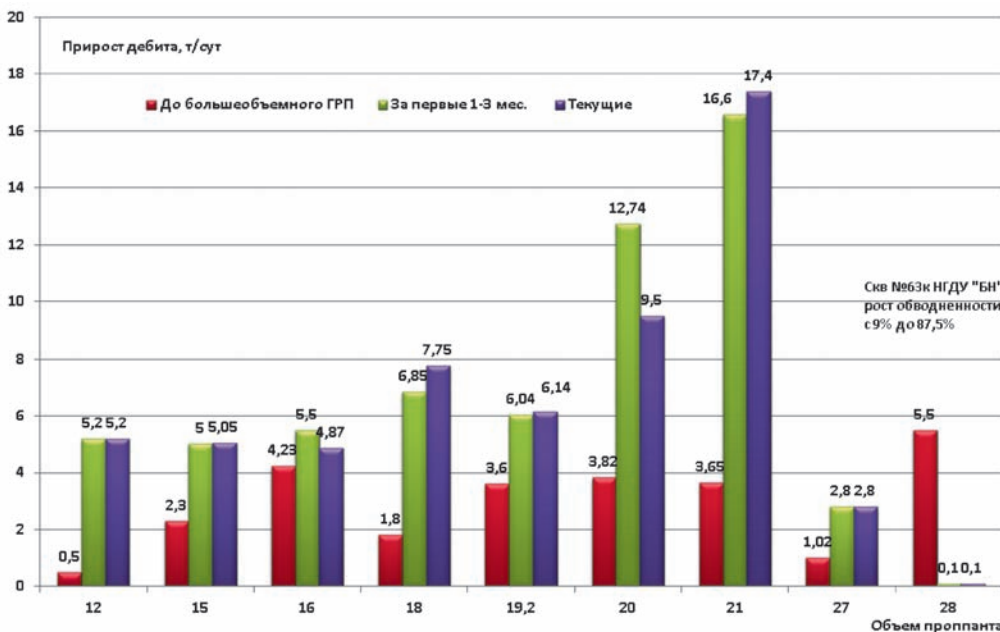


Рис. 6. Изменение дебита нефти, количество проппанта по скважинам с большеобъемным гидравлическим разрывом пластов.

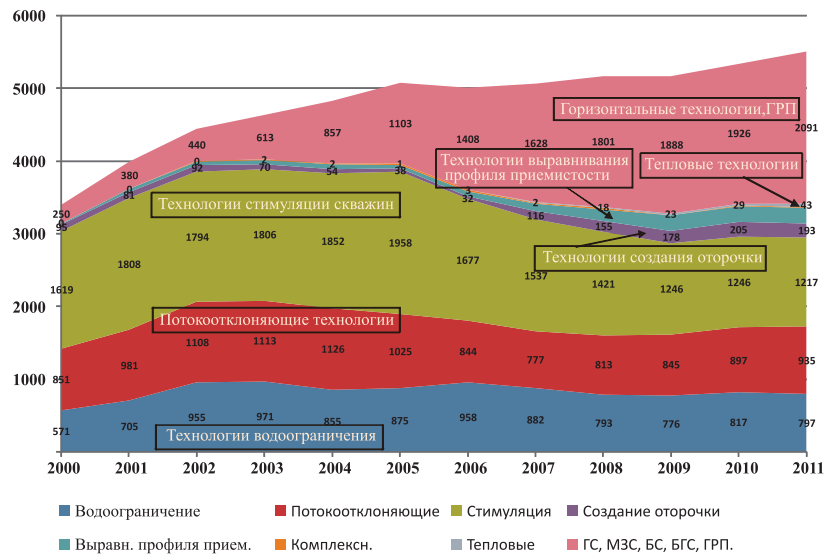


Рис. 7. Дополнительная добыча нефти (тыс.т) по группам технологий МУН.

нение алюмосиликатных полых сфер (21 скважина) и реагента «Супер-К» (8 скважин), цементирование эксплуатационных колонн с расхаживанием в процессе цементирования (3 скважины).

На 01.01.2012 г. пробурены и находятся в эксплуатации 589 скважин с горизонтальным окончанием, в т.ч. 503 ГС и 86 МЗС. На рисунке 2 приведена динамика бурения ГС, МЗС, БС и БГС за период с 2001 по 2011 гг. Накопленная добыча нефти на 01.01.2012 г. составила по ГС – 7,031 млн.т, МЗС – 1,303 млн.т.

На рисунке 3 показан профиль МЗС №8249г, бурение которой доказало возможность эффективной эксплуатации каждого ствола таких скважин. МЗС пробурены все на верхние горизонты, наибольшее количество (40 %) – на турнейский ярус. Сопоставление дебитов МЗС и вертикальных соседних, показывает в среднем увеличение дебита нефти горизонтальных скважин более чем в 2 раза.

На Коробковском участке Бавлинского месторождения (Рис.4) и 302-303 залежах Ромашкинского месторождения

созданы системы разработки карбонатных коллекторов горизонтальными скважинами. Необходимо отметить, что обеспечен темп отбора до 11,5 % от текущих запасов нефти по Коробковскому участку.

В области бурения горизонтальных скважин осваивается технология проводки горизонтального ствола телесистемами с наддолотным модулем. На стадии опытных работ организована передача данных с ГК-модуля телесистемы в режиме «он-лайн» заказчику и буровым предприятиям.

В последние годы в ОАО «Татнефть» создана и отработана технология отбора ориентированного керна в горизонтальных скважинах для изучения

петрофизических свойств коллектора практически со 100 % выносом керна. Сегодня проводится анализ керна и адаптация геофизических методов исследований (ГИС) по распознаванию особенностей геологического строения пластов существующими и новыми методами ГИС по разработанной в ТНГ-Групп методике обработки Таттехнология.

Существующие проблемы: необходимы экономически эффективные технологии исследования, воздействия, добычи, обеспечивающие приток нефти со всей длины горизонтальных стволов, а также способы избирательного водоограничения.

По улучшению использования ранее пробуренного фонда широкое применение находит создание боковых ответвлений из законтурных, приконтурных, наблюдательных или аварийных скважин, в которых предыдущие работы по капитальному ремонту скважин (КРС) оказались безуспешными. В основном все скважины с резками БС и БГС восстанавливаются из простаивающего фонда скважин. С 1992 г. до 1.01.2012 г. выполнены: БС – в 636 скважинах, БГС – в 235 скважинах. Накопленная дополнительная добыча нефти из БС составила 3,899 млн.т, из БГС – 2,172 млн.т. Средний прирост дебита нефти за счет резки БС составляет – 6,5 т/сут, БГС – 6,9 т/сут.

Средняя стоимость БС, БГС составляет около 60 % стоимости одной вертикальной скважины при сопоставимых приростах дебитов.

Начинается широкое внедрение технологии бурения скважин малого диаметра (СМД), всего пробурены 204 скважины. За счет относительно низкой стоимости бурения областью эффективного применения СМД является выработка запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов среднего и нижнего карбона при нерентабельности бурения скважин по стандартной технологии. Проводится испытание технологии бурения СМД с горизонтальным окончанием, пробурены 2 скважины на башкирские и турнейские отложения с длиной ГС до 272 м.

В последние годы получил дальнейшее развитие гидравлический разрыв пластов (ГРП) в различных вариантах в зависимости от типа, толщины пласта и петрофизических параметров. На рисунке 5 показана динамика количества ГРП и объем добычи по добывающим скважинам после проведения ГРП, текущий прирост дебита на 1 скважину 4 т/сут.

В 2011 году с целью увеличения размеров трещин в экспериментальном порядке начато проведение большеобъемных ГРП (БГРП). Для условий нефтяных месторождений РТ за большеобъемный ГРП принята закачка в пласт более 3,5 тонн проппанта на 1 м толщины пласта. БГРП проведен в 18 скважинах, положительный результат получен по 14 скважинам: прирост дебита 6,36 т/сут на скважину (Рис. 6). Кроме того, в 10 скважинах большеобъемные ГРП выполнены после проведенных ранее стандартных ГРП, когда количество проппанта составлял 6-8 тонн на скважину (1,5-2 т/на 1 м толщины пласта). Положительный эффект получен по 8 скважинам с текущим приростом 4,2 т/сут на скважину.

Рассмотрен опыт других нефтяных и сервисных компаний, и готовится проект опробования поинтервальных многозонных ГРП в горизонтальных скважинах в терригенных коллекторах. В НГДУ «Альметьевнефть» подобраны 3 скважины по кыновскому горизонту, в настоящее

время начат процесс моделирования.

На рисунке 7 приведена динамика дополнительной добычи нефти за счет внедрения МУН различного назначения, которыми охвачены практически все месторождения. Например, на Ромашкинском месторождении с 2005 года воздействие на пласты проведено через 8200 скважин по 83 технологиям. Дополнительная добыча нефти составила 9 млн.тонн, среднесуточный прирост – 1,64 т/сут.

На текущей стадии разработки месторождения разделены на блоки, и в связи с этим преимущественная часть МУН носит локальный характер в зонах стягивания запасов, тем не менее продолжается внедрение системных технологий. Основные технологии третичных МУН разработаны в ТатНИПИнефть:

- к примеру, в западной части Бавлинского месторождения по пашийскому горизонту создан участок по закачке полимер-глинистой композиции по 47 скважинам. На восточной части месторождения создан участок по применению волокнисто-дисперсной системы (ВДС). За последние 2 года проведены 22 скважино-операции;

- на Сабанчинском месторождении по бобриковскому горизонту созданы участки по закачке ВУКСЖ (25 обработок), Ксанта (24), ЩПК (8), а также проведены 145 скважино-операции КПС;

- продолжается циклическая закачка полимерных композиций установками «КемТрон» на Архангельском, Бурейкинском, Сабанчинском месторождениях, обеспечивается оптимальный технологический режим эксплуатации.

Необходимо отметить, что продолжается отработка технологий силовых методов разработки на Ашальчинском месторождении СВН, где закачка пара осуществляется через горизонтальные скважины (парогравитационный дренаж и циклическая закачка пара на текущий период), завершается бурение десятой пары горизонтальных скважин.

В ноябре 2011 г. добыто 100 тыс.т. нефти. Сегодня средний дебит отдельных скважин достигает 46 т/сут, суммарная суточная добыча 170 т/сут, накопленная добыча на 1 скважину более 39 тыс.т (скважина №230 при текущем дебите нефти 35 т/сут имеет дебит жидкости 102 т/сут, обводненность 66 %). Паронефтяное отношение по залежи составляет 2,8 т/т, что соответствует лучшим показателям отдельных месторождений сверхвязкой нефти Канады. Ежегодно снижается себестоимость добычи СВН и увеличивается добыча нефти на Ашальчинском месторождении.

На основе мирового опыта и собственных разработок в ОАО «Татнефть» созданы различные новые патентованные технологии добычи СВН, которые будут испытываться в ближайшие годы.

Основная проблема: высокая себестоимость теплоносителя – пара, необходимы нетрадиционные источники топлива для выработки тепла, пара.

На 01.01.2012 г. в ОАО «Татнефть» 1293 скважины эксплуатируются с оборудованием ОРД, ОРЗ и одновременной добычи и закачки.

За 2011 год оборудование ОРД внедрено по 209 скважинам, средний прирост дебита нефти на 1 скважину – 5,7 т/сут, в том числе по приобшненным пластам (горизонтам) 4,1 т/сут. Суммарный прирост добычи нефти с начала года составил 191,6 тыс.тонн, в т.ч. по приобшненным пластам

(горизонтам) – 116 тыс.т нефти. С начала применения технологии ОРД внедрена на 953 скважинах. Суммарный прирост добычи нефти по основному и приобщенному пластам (горизонтам) составил 3254 тыс.т. Оборудование для ОРДиЗ внедрено, с начала применения технологии – на 90 скважинах. Среднесуточный прирост дебита нефти на 1 скважину с начала эксплуатации установок составил 5,5 т/сут, абсолютный суммарный прирост нефти по всем скважинам с начала внедрения установок ОРДиЗ – 142,1 тыс.т. ОРЗ в текущем году внедрено на 98 скважинах, с начала применения технологии на 335 скважинах. Накопленная дополнительная добыча нефти по всем реагирующим добывающим скважинам составила 610,5 тыс.т, среднесуточный прирост нефти с начала внедрения ОРЗ – 2,3 т/сут.

Значительные запасы нефти ОАО «Татнефть» приурочены к карбонатным коллекторам с ВВН, которые на территории республики имеют такие осложняющие их разработку характеристики, как расчлененность объектов разработки, наличие подошвенной воды и высокая вертикальная трещиноватость при низкой проницаемости по пласту. В карбонатных коллекторах сосредоточены 32 % от ТИЗ, которые обеспечивают добычу 15,6 % от общей добычи по нефтяной компании (4 млн.т. в год) со средним дебитом нефти 3,01 т/сут и обводненностью 59,3 %.

По 89 залежам нефти из 4524 эксплуатационных добывающих скважин (при общем фонде добывающих скважин, нагнетательных скважин) за 2010 год обеспечивается темп отбора от текущих извлекаемых запасов по карбонатным коллекторам 1,8 % (по терригенным – 4,6 %). Проектный фонд для бурения на карбонатные коллектора составляет 6691 скважину.

Для ввода в активную разработку карбонатных коллекторов внедряются следующие системы разработки:

- относительно более плотная сетка скважин, в т.ч. за счет СМД;
- бурение горизонтальных и многозабойных скважин;
- заводнение с регулируемым отбором нефти и закачки воды;
- интенсификация отборов с различными технологиями воздействия, к примеру с 2011 года широкое применение находит ОПЗ в модификации ПАКС с глубоким дренированием оборудованием УЭГИС.

В процессе эксплуатации карбонатных пластов широко используются кислотные методы стимуляции с регулированием скорости реагирования, циклические направленные солянокислотные стимуляции и кислотный гидро-разрыв для вертикальных скважин (КГРП), управляемый КГРП для горизонтальных стволов и методы регулирования заводнения.

Проблемы карбонатных коллекторов: необходимы эффективные технологии изоляции притока вод по трещинам.

Сегодня организационное внедрение инновационных проектов нефтяных компаний с софинансированием на основе государственно-частного партнерства, например по Республике Татарстан утверждено софинансирование проекта «Способ разработки нефтяных месторождений сообщаемыми через продуктивный пласт скважинами», в объеме 17,5 млн.рублей.

Для рассмотрения и обсуждения с учеными РАЕН ОАО «Татнефть» предлагает рассмотреть для решения в перс-

пективе ряд проблем, например таких, как:

- создание систем разработки месторождений СВН для нефтенасыщенных толщин до 5-7 м;
- создание технологий подготовки СВН со снижением содержания серы и плотности нефти;
- создание систем контроля (мониторинга) развития трещин при ГРП;
- повышение эффективности ГРП в карбонатных коллекторах;
- анализ влияния сверхкритических низких забойных давлений на призабойную зону и темпы обводнения;
- создание модификаций межскважинной перекачки с элементами технологии водогазового воздействия на остаточные запасы с использованием углекислого газа, азота;
- создание устройства регулирования концентрации водогазовой смеси;
- создание технологии вторичного вскрытия сверлением терригенного пласта глубиной 2-10 метров в режиме депрессии на пласт;
- разработка технологии водоизоляции, водоограничения путем создания 2-х, 3-х слойных экранов несколькими реагентами;

ОАО «Татнефть» имеет в своем составе авторитетный среди нефтяников страны институт ТатНИПИнефть, который выполняет основные проектные и научные работы. В то же время ведется работа с научными учреждениями республики и России, также внедряются технологии разработанные РАЕН. Можно отметить фундаментальные работы, выполненные Дияшевым Р.Н. в области ФОЖ, Хайруллина М.Х. в области гидродинамических исследований и многих других.

ОАО «Татнефть» – открытая компания, готовая рассмотреть любые предложения с обоснованными экономическими расчетами, направленными на улучшение технико-экономических показателей разработки месторождений.

R.S. Khisamov. **Production of oil reserves difficult to recover issues on the late stage of development and innovative technologies of their solution.**

In this paper oil production technologies applied in the JSC “Tatneft” are described in detail. Issues of reserves difficult to recover production on the late stage of development are considered, and innovative technologies of their solution are suggested since on the current late stage of high reserves depletion, per cent of reserves difficult to recover on the fields of company increased to 80 per cent.

Key words: oil reserves difficult to recover, late stage of development, innovative technologies.

Раис Салихович Хисамов

Главный геолог – зам. генерального директора ОАО «Татнефть», д.геол.-мин.н, профессор. Научные интересы: геология, совершенствование разработки системы эксплуатации нефтяных и нефтегазовых месторождений, гидравлика и механика добычи нефти, интенсификация и повышение нефтеотдачи месторождений.

423450, Республика Татарстан, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75. Тел.: (88553) 307-117, Факс: (88553) 307-485.

КОМПЛЕКС ИССЛЕДОВАНИЙ ДЛЯ ОБОСНОВАНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ И ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ КАРБОНА

В статье приведены краткие сведения о результатах выполненных исследований по работе над инновационными проектами на Степноозерском и Аканском месторождениях. Показана целесообразность углубленного изучения вариантов применения тепловых методов разработки.

Ключевые слова: высоковязкие и тяжелые нефти, низкие коллекторские характеристики пластов, гидрофобные, преимущественно гидрофобные поверхности поровых каналов, тепловые методы.

Введение

ОАО «Татнефть» и ЗАО «Нефтеконсорциум», объединяющий независимые нефтяные компании, являются признанными нефтедобывающими предприятиями Республики Татарстан. Малые нефтяные компании, как правило, разрабатывают месторождения, содержащие трудноизвлекаемые нефти, которые были открыты еще в 40-е годы прошлого столетия, но в активную эксплуатацию не вводились из-за отсутствия эффективных технологий и экономической нерентабельности. Начатые тепловые методы на ряде месторождений были приостановлены. Задача вновь вернуться к тепловым методам возникла в связи с недопустимо низкими коэффициентами нефтеизвлечения (КИН) и волевыми методами их повышения при утверждении ТЭО КИН и проектных документов. Рисунок 1 показывает, что со времени открытия большей части месторождений до их ввода в разработку прошло до 30-40 и более лет.

Ниже остановимся на результатах исследований Степноозерского и Аканского нефтяных месторождений.

Степноозерское нефтяное месторождение

Месторождение, введенное в разработку в соответствии с ТСР, утвержденной РКРР РТ 26.12.2001 г. (протокол № 199), сразу же выявило серьезное отклонение от проекта. Именно тогда протоколом совещания при государственном Советнике при Президенте РТ по разработке нефтяных месторождений Р.Х.Муслимовым (19 апреля 2005 г., г. Казань, Кремль) было поручено Волго-Камскому региональному отделению Российской академии естественных наук (РАЕН) выполнить комплекс исследований с целью детального изучения месторождения и выработки рекомендаций для существенного улучшения ситуации.

На месторождении были запроктированы традиционные методы заводнения. Исследования выполнялись с привлечением большого круга специалистов из разных организаций, в том числе с участием и под руководством членов РАЕН:

- НИИ математики и механики им. Н.Г.Чеботарева (д.биол.н., проф., член-корр. РАЕН Савельев А.А.; д.физ.-мат.н., действ. член РАЕН Чекалин А.Н.).
- Уфимский государственный нефтяной технический университет (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Зейгман Ю.В., д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Ахметов А.Ф.).
- Ухтинский государственный технический университет (д.тех.н., проф., член-корр. РАЕН Рузин Л.М.).
- РФЯЦ-ВНИИЭФ – Российский федеральный ядерный центр – ВНИИ экспериментальной физики (д.физ.-мат.н., проф. Дерюгин Ю.Н., к.физ.-мат.н. Павлуша И.Н., г. Саров).
- УфаНИПИнефть (к.хим.н., член-корр. РАЕН Телин А.Г.).
- ТатНИПИнефть (д.тех.н., член-корр. РАЕН Иктисанов В.А.).
- ООО «ТНГ-Групп» (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Дияшев Р.Н.).

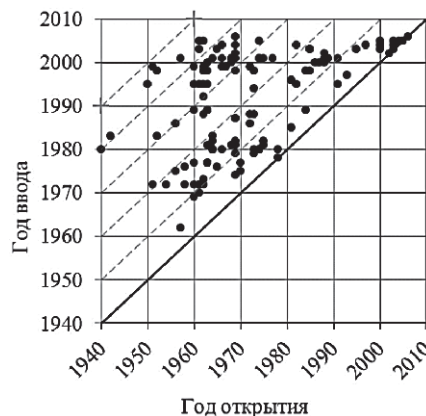


Рис. 1. Динамика открытия и ввода в разработку месторождений нижнего и среднего карбона РТ.

Пласт	Кол-во объектов	Кол-во залежей	Средняя глубина залегания кровли, м	Интервал изменения			
				Эффект. н/насыщ. толщ., м	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Вязкость нефти, мПа·с
Скш (Скш1, Скш3)	2	14	1000,2	1,50 – 2,60	0,17 - 0,22	0,73 - 0,79	87,7 – 148,6
Свр (Свр1 - вр5)	5	58	1047,2	0,60 – 2,20	0,07 - 0,17	0,51 - 0,85	87,9 – 148,3
Сбш	1	12	1071,9	4,80 – 7,50	0,13 – 0,17	0,67 - 0,89	135,2 – 376,2
Сбб (Сбб1 - Сбб04)	5	39	1351,8	0,50 – 3,60	0,21- 0,23	0,79 – 0,89	420,7 – 573,6
Стр	1	5	1360,2	3,30 – 7,30	0,14-0,15	0,73 – 0,76	234,2
ВСЕГО:	14	128					

Табл. 1. Характеристика коллекторских свойств подсчётных объектов месторождения.

Значимыми результатами комплексных исследований стали:

- установление причин отклонения фактических показателей разработки от проекта;
- поиски новых технологических решений для повышения КИН (Дияшев, 2008; 2009; 2011; Дияшев и др., 2009а; 2009б; 2010; Diyashev et al., 2010);
- уточнение геологического строения месторождения, пересчет запасов нефти с приростом на 40,5 %.

Месторождение многообъектное, содержит 128 залежей. Значения коэффициента пористости низки, диапазон изменения проницаемости по разным методам составляет 2-3 порядка, вязкости нефти изменяются до двух и более раз (Табл. 1). Распределение пересчитанных запасов по объектам показано на рис. 2.

Значительная часть запасов нефти рассредоточена в бобриковских терригенных и башкирских карбонатных отложениях. Последние являются гидрофобными и преимущественно гидрофобными, что практически исключает применение методов заводнения.

В результате пересчета запасов нефти весь потенциал рекомендуемых методов для повышения КИН позволил увеличить ранее утвержденную величину с 0,129 до 0,295 (Табл. 2).

На участках и залежах, которые удовлетворяют критериям применения тепловых методов, запроектированы варианты паротеплового воздействия.

ЦКР Роснедра своим решением обязала недропользователя обеспечить выполнение лабораторных опытов тепловыми методами, провести опытные работы на скважинах. Недропользователь согласился выполнить эти поручения. Предстоит большая работа, начиная с определения теплофизических свойств образцов пород продуктивных отложений, кровли-подшвы, флюидов и т.д. В текущем году эти исследования начинаются, хотя и в урезанном варианте.

Таким образом, решениями ГКЗ Роснедра при обосновании ТЭО КИН и ЦКР Роснедра при уточнении ТСР официально признана необходимость применения тепловых методов на Степноозерском месторождении.

В соответствии с рекомендациями недропользователя будут привлечены 5 организаций соисполнителей.

Аканское нефтяное месторождение

Аканское нефтяное месторождение стало следующим объектом по созданию инновационных технологий разработки. Выполнение этих работ было поручено Протоколом № 8 от 7 апреля 2009 г. Координационного Совета ННК РТ с участием специалистов ОАО «Татнефть», утвержденным консультантом Президента РТ по разработке нефтяных месторождений Р.Х. Муслимовым и согласованным с первым заместителем генерального директора по производству – главным инженером ОАО «Татнефть» Н.Г. Ибрагимовым.

Для выполнения поручения по протоколу также была создана группа специалистов, включая членов РАЕН:

1. Межотраслевая лаборатория (МОЛ, г. Казань) с участием: НИИнефтепромхим (доц. Маргулис Б.Я. и др.); ин-

Объект, горизонт, ярус	Ранее утвержденные в ГКЗ (Протокол ГКЗ № 304 от 17.03.95 г.)				Утвержденные ЦКР Роснедра (Протокол № 5139 от 21.04.2011 г.)			
	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.	Начальные извлекаемые запасы, тыс. т	Коэффициент вытеснения, доли ед.	Коэффициент охвата, доли ед.	КИН, доли ед.
Каширский	1239	0,363	0,331	0,120	3273	0,527	0,390	0,206
Верейский	1932	0,383	0,392	0,150	4267	0,546	0,423	0,231
Башкирский	1081	0,387	0,207	0,080	12381	0,598	0,545	0,326
Бобриковский	4596	0,584	0,274	0,160	10219	0,782	0,462	0,362
Турнейский	287	0,320	0,344	0,110	1113	0,306	0,693	0,212
В целом по месторождению:	9135			0,129*	31253			0,295

Табл. 2. Сопоставление рекомендуемых начальных извлекаемых запасов и КИН с ранее утвержденными в ГКЗ.

№ п/п	Параметры	Значения
1.	Средняя глубина залегания, м	1183,4
2.	Средняя общая толщина, м	38,5
3.	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,9
4.	Пористость, %	14
5.	Ср. нефтенасыщенность пласта, доли ед.	0,71
6.	Проницаемость по ГИС, 10 ⁻³ мкм ²	160
7.	Коэффициент песчанистости, доли ед.	0,44
8.	Расчлененность	11,4
9.	Начальная пластовая температура, °С	22
10.	Начальное пластовое давление, МПа	11,5
11.	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	240,94
12.	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	920

Табл. 3. Некоторые общие сведения о характеристике башкирского яруса и свойствах пластовой нефти.

ститут проблем механики (проф. Никифоров А.И. и др.); ИОФХ КазНЦ РАН (д.хим.н., проф., действ. член РАЕН Романов Г.В.; проф. Юсупова Т.Н. и др.); КГТУ (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Кемалов А.Ф. и др.); кафедра геологии нефти и газа, литологии и петрографии К(П)ФУ (д.геол.-мин.н., проф., член-корр. РАЕН Плотникова И.Н., проф. Морозов В.П. и др.).

2. Уфимский государственный нефтяной технический университет (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Зейгман Ю.В. и др.).

3. НИИ математики и механики им. Н.Г.Чеботарева (д.биол.н., проф., член-корр. РАЕН Савельев А.А. и др.).

4. ООО «ТНГ-Групп» (д.тех.н., проф., действ. член РАЕН Дияшев Р.Н.).

Кратко остановимся на следующих вопросах.

1. Динамика добычи, строение пластов башкирских отложений;
2. Изменение проницаемости при закачке воды;
3. Перспектива применения тепловых методов воздействия.

Информация о выполненных исследованиях изложена в статье (Дияшев и др., 2011). Некоторые сведения о свойствах коллекторов и нефтей приведены в табл. 3.

Основные положения действующей ТСР (утв. 2008 г.):

1. Залежи нефти верейских и башкирских отложений – пластовые, хотя для последних принимается с осторожно-

стью, но допускалась трещиноватость коллекторов.

2. Выделены два эксплуатационных объекта разработки:

- верейский + башкирский совместно с запасами 21,7 % и 72,5 %;
- тульский + бобриковский совместно с запасами 5,8 %;
- балансовые запасы месторождения – 74,449 млн.т.

3. Сетка скважин 300х300 м.

4. Система поддержания пластового давления методами заводнения с применением различных технологий ОПЗ.

5. Коэффициенты нефтеизвлечения по отложениям:

- утвержденные ГКЗ: верейские – 0,12, башкирские – 0,10;
- расчетные: верейские – 0,18, башкирские – 0,18.

Принятые в ТСП – 0,25 д.ед.

Заметим, что последние цифры являются волевыми, нацеливающими на их достижение.

Месторождение введено в разработку в 2003 г. со средним начальным дебитом скважин по нефти 10-14 т/сут. В 2005 г. дебиты снизились до 6-8 т/сут и сохранились на этом уровне до середины 2009 г. за счет интенсивного разбуривания новых скважин. С сокращением бурения в 2011 г. дебиты снизились до 4-6 т/сут. Снижаются и динамические уровни с 700 до 950 м. Тенденция снижения дебитов по нефти сохранилась и при испытании технологии ОРД, разделив башкирские отложения на 2-3 объекта.

На опытную закачку воды в скв. 1951 активно не среагировали соседние, где вскрыты только башкирские отложения.

Геолого-геофизическая интерпретация результатов многомерной классификации данных ГИС по 9 скважинам показала крайнюю неоднородность и расчлененность разреза башкирских отложений. Здесь AG, ANG, ASP, и т.д. – средние значения безразмерных величин для выделенных классов пород. На рисунке 3 показан вариант с выделением 8 классов, чтобы продемонстрировать сложность разреза.

Существенно обогатили знания пластов башкирских отложений результаты анализа керн из специально пробуренной скв. 2262. В разрезе выделены пять типов пород. Из них только известняки биокластово-зоогенные I типа + II типа и известняки биокластово-зоогенные I типа, характеризуются пятнистой и пятнисто-полосчатой нефтенасыщенностью. Как видно, разрез плас-

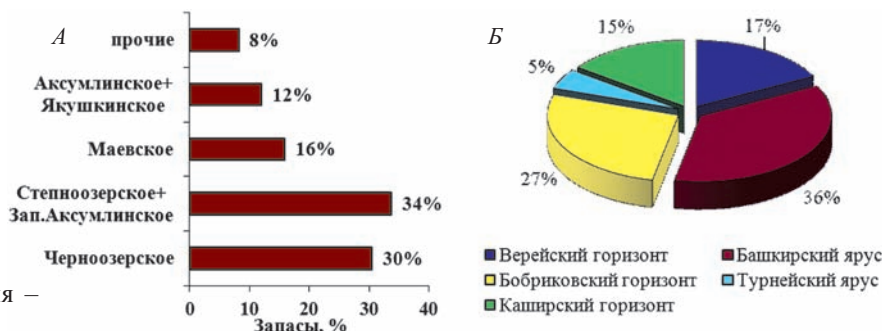


Рис. 2. Распределение запасов по объектам разработки. А) По поднятиям, Б) По продуктивным отложениям.

та крайне неоднородный по литологии и характеру нефтенасыщенности (Рис. 4). Фильтрационно-емкостные параметры выделенных типов пород весьма низки (Табл. 4).

На рисунке 5 приведены некоторые обобщенные результаты исследования керн скв. 2262. Видно, что породы гидрофобные и преимущественно гидрофобные.

Было визуально описано проявление трещин в образцах. Они преимущественно в плотных слоях и имеют вертикальную ориентацию, создавая массивную залежь башкирских отложений.

Результаты специальной обработки фактических промысловых материалов по динамике изменения забойного давления и дебита группы скважин на 2-х участках и по месторождению в целом показаны в табл.4 (Дияшев и др., 2011).

Можно предположить, что при пуске скважины в работу в начале активно вырабатываются небольшие запасы трещин (коэффициент пористости трещин по месторождению $K_{птр} = 1,5\%$) и далее на режиме истощения с крайне низким КИН – залежь в целом.

Проблемы разработки трещиноватых карбонатных коллекторов методами заводнения всесторонне были изуче-

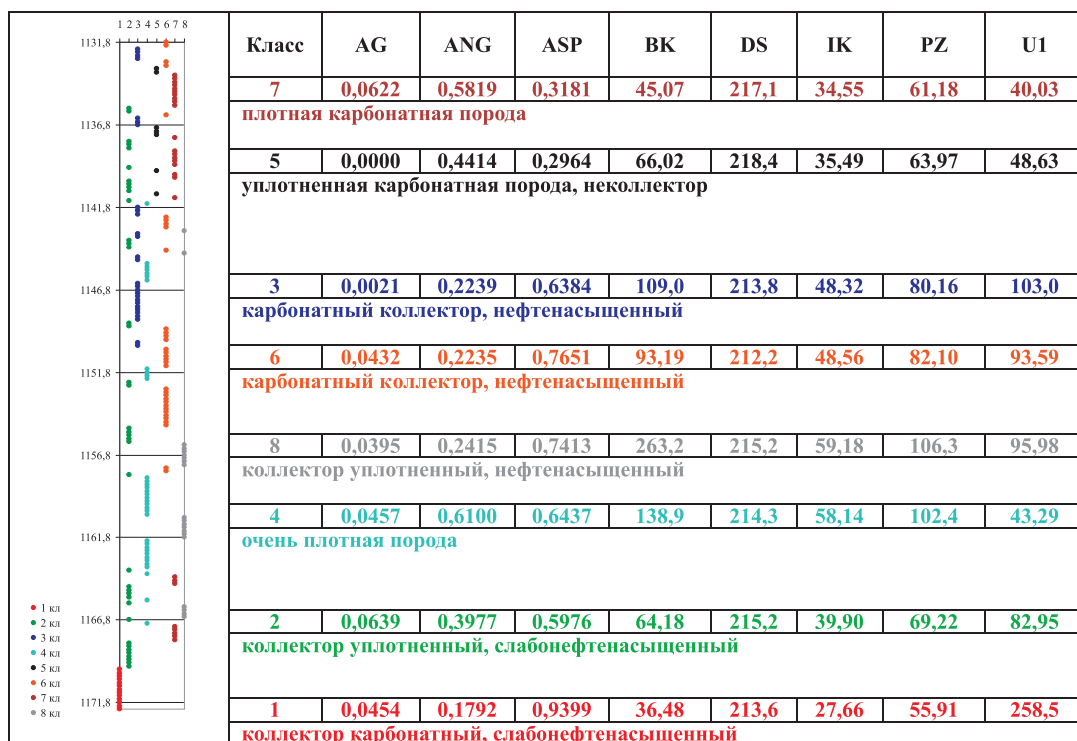


Рис. 3. Геолого-геофизическая интерпретация результатов многомерной классификации скв. 1918, башкирские отложения.

«Способ разработки карбонатного коллектора определяется его гидрофильностью или гидрофобностью:

Пласт	Кол-во объектов	Кол-во залежей	Средняя глубина залегания кровли, м	Интервал изменения			
				Эффект. н/насыщ. толщ., м	Кп, д.ед.	Кн, д.ед.	Вязкость нефти, мПа·с
Скш (Скш1, Скш3)	2	14	1000,2	1,50 – 2,60	0,17 - 0,22	0,73 - 0,79	87,7 – 148,6
Свр (Свр1 - вр5)	5	58	1047,2	0,60 – 2,20	0,07 - 0,17	0,51 - 0,85	87,9 – 148,3
Сбш	1	12	1071,9	4,80 – 7,50	0,13 – 0,17	0,67 - 0,89	135,2 – 376,2
Сбб (Сбб1 - Сбб04)	5	39	1351,8	0,50 – 3,60	0,21- 0,23	0,79 – 0,89	420,7 – 573,6
Стр	1	5	1360,2	3,30 – 7,30	0,14-0,15	0,73 – 0,76	234,2
ВСЕГО:	14	128					

Табл. 4.

– В гидрофильном коллекторе применимы методы, связанные с заводнением;

– В гидрофобном коллекторе за счет противодействия капиллярного давления депрессии методы, связанные с закачкой воды, бесполезны.

– Коллекторы Тимано-Печорской провинции являются преимущественно гидрофобными, следовательно основной механизм нефтеотдачи пласта не может быть основан на заводнении.»

Далее излагается вся последовательность работ, включая построение геолого-гидродинамической модели и выполнение расчетов. Возможные методы увеличения коэффициента нефтеизвлечения в представленном на ЦКР Роснедра докладе не рассматриваются.

Наряду с комплексом исследований для Аканского месторождения проведены опытные работы по вытеснению нефти композициями АФК (ацетилфосфоновая кислота) с соляной кислотой и щелочными составами. Из результатов приведем только одну таблицу, чтобы обратить внимание на характер изменения проницаемости образцов (Табл. 5). Видно, что проницаемость по воде резко снижается.

Принимая во внимание, что для разработки залежей высоковязких и тяжелых нефтей нет другой альтернативы кроме тепловых методов, напомним некоторые результаты обобщения по их применению в мире (Табл. 6). Здесь приведены диапазоны изменения и средние значения (знаменатель) параметров пластов и нефтей по успешным проектам с применением тепловых методов.

Приведенный обзор опубликованных работ по обоснованию критериев применения метода паротеплового воздействия показывает возможность достижения среднего

КИН до 0,47 (диапазон изменения 0,04-0,83). Имеется опыт применения теплоносителей с достижением более высоких коэффициентов нефтеизвлечения на месторождениях Удмуртии. Практический опыт реализации технологии на месторождениях показывает возможность и целесообразность проектирования и перспективу реализации данного метода на объектах нижнего и среднего кар-

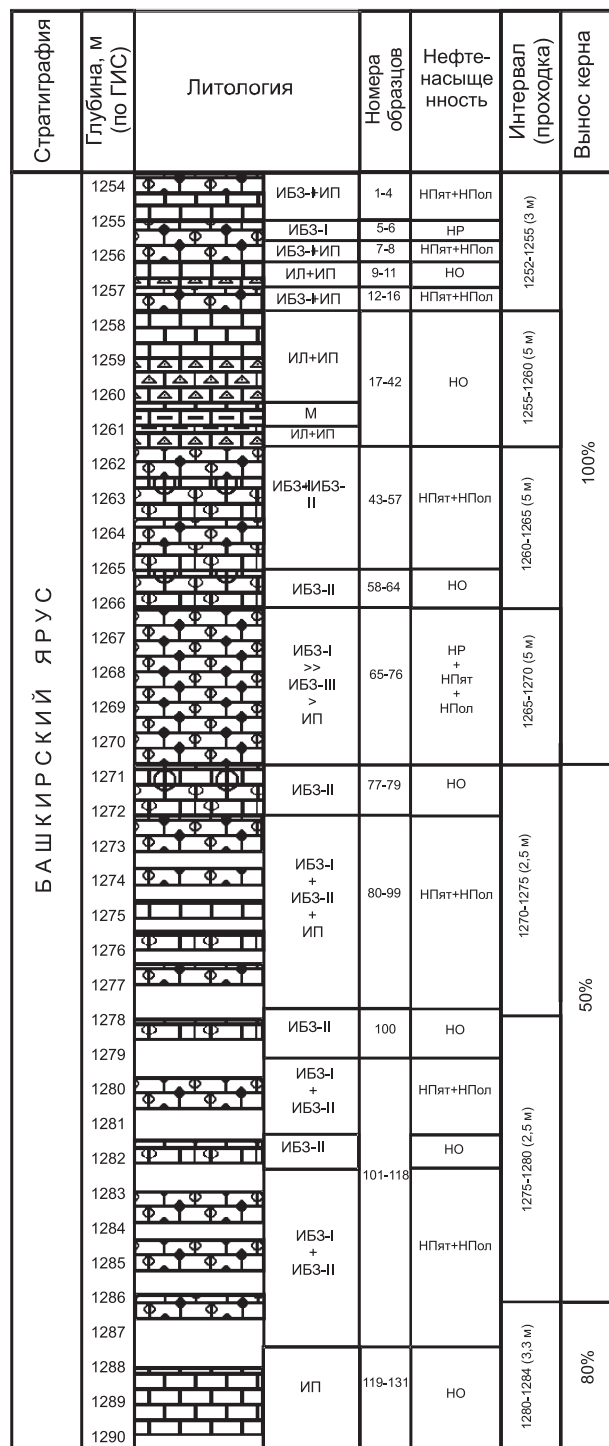


Рис. 4. Литогенетический разрез. Аканское месторождение. Скв. 2262.

Литология		Биокластово-зоогенные известняки второго типа (ИБЗ-) II
		Биокластово-зоогенные известняки первого типа (ИБЗ-I)
		Литокластовые известняки (ИЛ)
		Известняки пелитоморфные (ИП)
		Мергели (М)
Литологические изменения		Участки локализации в разрезе вторичных изменений
		Выщелачивание селективное, интенсивное, равномерное
		Выщелачивание селективное, средне-интенсивное неравномерное
		Выщелачивание селективное, слабое, неравномерное
		НО
Нефтегазоносность		НР
		НПГ+я+НПол

бона нефтяных месторождений Татарстана. Учитывая крайне сложное строение объектов, ожидаемые коэффициенты нефтеизвлечения при этом могут быть в пределах до 35-45 %, но не ниже 25-30 %. Это уже в 2-3 и более раза выше ожидаемых коэффициентов при разработке месторождений традиционными методами на истощение или заводнение.

Был выполнен обзор фактических материалов по применению технологии внутрипластового горения. Почти все рассмотренные месторождения характеризуются высокими значениями начальной нефтенасыщенности. Это свидетельствует о том, что процесс внедрялся на месторождениях на ранней стадии разработки, что положительно сказывается на его проведении.

Среднее значение КИН по 10 проектам составило 0,56 (диапазон изменения 0,42-0,64) (Табл. 5).

Нефтеотдача пластов при горении на залежах высоковязких и тяжелых нефтей, по данным промысловых испытаний на 13 месторождениях варьируют от 14,3 до 74 % (залежь Шеннон, месторождение Солт-Крик, США). Это в несколько раз превышает величину ее при разработке месторождений на режиме истощения (от 5 до 15 %). Среднее значение КИН по этим месторождениям составляет 48,8 %. Ожидаемое значение КИН по 13 проектам находится в диапазоне от 30 до 57,6 % и в среднем составляет 45,8 %. Таким образом, в целом, КИН, достигнутый в результате проведения процесса оказался даже выше ожидаемого по проектам.

В (SPE 84864; SPE 84908; SPE 143287) приводятся интер-

№ п/п	№ обр.	Пористость, %	Размеры пор, мм	Проницаемость, мкм ²				
				по воздуху	по воде (нач.)	по нефти	по воде до реагента	после реагента
Щелочная композиция								
1	73-1	15 - 20	0,05 – 1,0	0,145	0,052	0,09	0,0003	0,00048
2	106-1	15 - 20	0,1 – 1,0	0,944	0,757	0,5	0,0518	0,0571
3	5-1	10 - 15	0,05 – 1,0	0,13	0,0616	0,04	0,00124	0,00353
Композиция АФК								
4	68-1	около 10 %	0,05 – 1,0	0,15	0,051	0,17	0,00124	0,017
5	87-1	10 - 15	0,05 – 1,0	0,095	0,0369	0,04	0,0003	0,0012
6	102-1	10 - 15	0,05 – 1,0	0,073	0,0252	0,02	0,00032	0,0212

Табл. 5. Динамика изменения фильтрационных свойств образцов при прокачке воды и реагентов (скв. 2262, башкирские отложения).

Параметр	Ед. изм.	Методы увеличения нефтеизвлечения	
		Закачка пара	Внутрипластовое горение
Вязкость	мПа*с	20 – 5000000 (11037)	2 – 660 (155)
Глубина залежи	м	61-1749 (509)	122 – 2577 (1087)
Пористость	%	22 – 65 (33)	17 – 32 (25)
Проницаемость	мкм ²	0.0001 – 15 (2.5)	0.01 – 15 (2.8)
Плотность	кг/м ³	904 – 1014 (975)	835 – 976 (916)
Начальная нефтенасыщенность	%	44 – 90 (76.2)	52 – 94 (65.9)
КИН	доли ед.	0.04 - 0.83 (0.47)	0.42 - 0.64 (0.56)
Количество проектов	шт.	102	10

Табл. 6. Диапазон изменения и средние значения (в скобках) параметров пластов и нефтей по успешным проектам с применением тепловых методов.

валы коэффициента нефтеизвлечения при разных технологиях добычи:

- первичная, как правило, менее 30 %;
- вторичная (заводнение, управление давлением) – 30-50 %;
- третичная, включающая тепловые методы (пар, горячая вода, внутрипластовое горение) - > 50 %, до 80 + %.

Таким образом, в разных источниках при тепловых методах разработки приводятся достаточно высокие коэффициенты нефтеизвлечения.

Таблица 7 и рисунок 6 показывают реальную динамику применения технологии внутрипластового горения на месторождениях США и Канады (Дияшев и Абдрашитова, 2010).

Сама природа, т.е. отдельные физические свойства воды, нефти и породы с повышением температуры изменяются в благоприятном направлении. Так, например:

1. Снижается межфазное натяжение в системе нефть-вода, т.е. возрастает смачиваемость породы водой.

2. Изменяется относительная проницаемость смеси нефть-вода: оста-

Макро- и микроскопическая характеристика образцов		Коэффициент остаточной нефтенасыщенности к объему пор, %	Проницаемость по газу параллельно напластованию (мкм ²)	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент вытеснения к объему первоначальной нефтенасыщенности, %
Тип породы	Нефтенасыщенность				
Известняки литокластовые	Отсутствует	11,84 (0,00-42,29) 12	0,0005 (непр.-0,004) 12	3,74 (1,99-7,43) 12	34,04 (17,09-50,10) 5
Известняки пелитоморфные	Отсутствует, оч. редко пятнистая	12,81 (0,00-50,01) 33	0,012 (непр.-0,247) 23	5,87 (0,58-21,34) 33	51,60 (18,17-67,65) 5
Известняки биокластово-зоогенные I типа + II типа	Пятнистая и пятнисто-полосчатая	35,31 (15,52-49,49) 28	0,027 (непр.-0,178) 21	9,72 (2,69-20,61) 28	35,05 (8,46-56,63) 15
Известняки биокластово-зоогенные I типа	Равномерная, пятнистая, пятнисто-полосчатая	30,92 (0,00-49,93) 45	0,069 (непр.-0,247) 29	11,27 (1,99-19,99) 45	46,70 (12,54-80,35) 21
Известняки биокластово-зоогенные II типа	Отсутствует	19,99 (0,00-47,93) 21	0,002 (непр.-0,016) 14	4,30 (0,31-10,90) 21	38,50 (1,92-70,66) 7

Табл. 4. ФЕС по типам пород. Скв. 2262.

Продолжительность ВГ, годы	Число проектов	
	Всего (%)	В том числе успешных (%)
1-3	8 (11,4)	1 (2,6)
3-5	7 (10)	3 (7,7)
5-7	7 (10)	3(7,7)
7-10	11 (15,7)	4 (10,4)
10-15	8 (11,4)	5(12,8)
15-20	8 (11,4)	6 (15,4)
20-30	13 (18,6)	9 (23,1)
>30	8 (11,4)	8 (20,5)

Табл. 7. Продолжительность действующих проектов по внутрипластовому горению в США и Канаде.

точная насыщенность водой растёт, а нефти уменьшается.

3. На 2-3 порядка изменяются коэффициенты термического расширения: углеводородов ~ 10⁻³ К⁻¹; воды ~ 2·10⁻⁴ К⁻¹ и породы (кварца, песчаников) ~ (4÷5)·10⁻⁵ К⁻¹, что ведет, в первую очередь, к вытеснению нефти из породы.

4. Увеличивается удельная теплоемкость воды, нефти и сухих горных пород; по-разному изменяются значения коэффициентов теплопроводности.

5. Нефть является неньютоновской жидкостью для которой разрушается структура и понижается вязкость.

Ход выполнения работ по Аканскому месторождению дважды был предметом рассмотрения на заседании Совета директоров компании. Каждый раз членами Совета ставились вопросы, не предусмотренные календарным планом работ. Наконец, для опытного участка были рассмотрены 9 оценочных вариантов с расчетными коэффициентами нефтеизвлечения (Табл. 8).

Из таблицы 8 следует, что максимальный расчетный КИН (0,375) достигается при внедрении технологии внутрипластового горения. Известно, что на эту технологию затраты на 20 % ниже, чем на внедрение паротеплового воздействия при всех равных условиях.

Рис. 5. Некоторые обобщенные результаты исследования керна скв. 2262 (башкирские отложения).

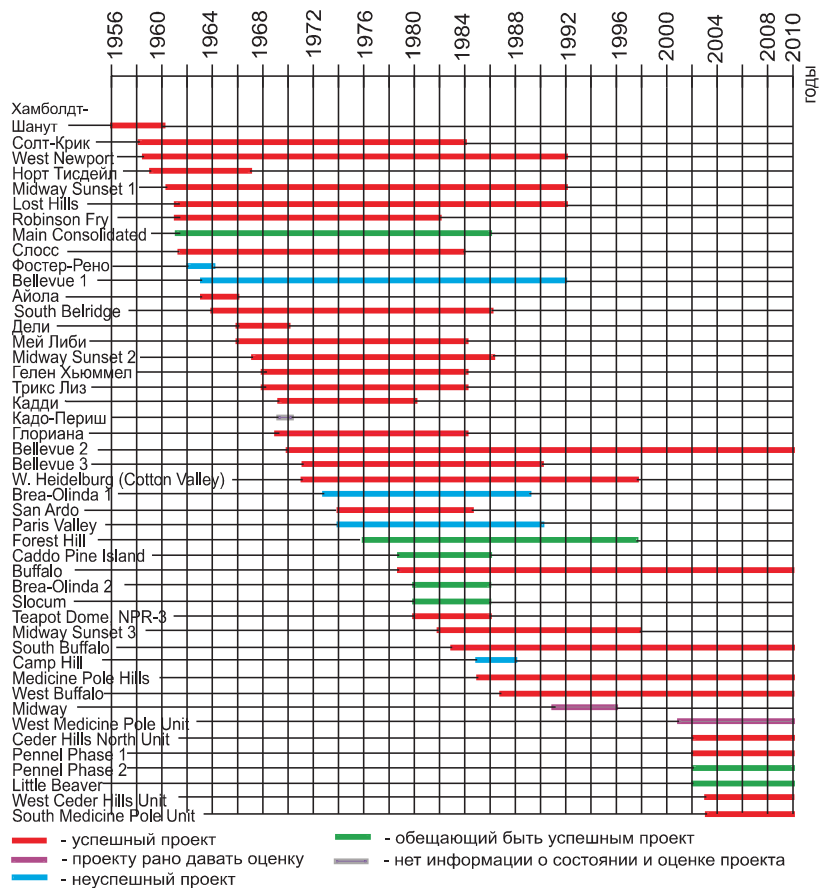
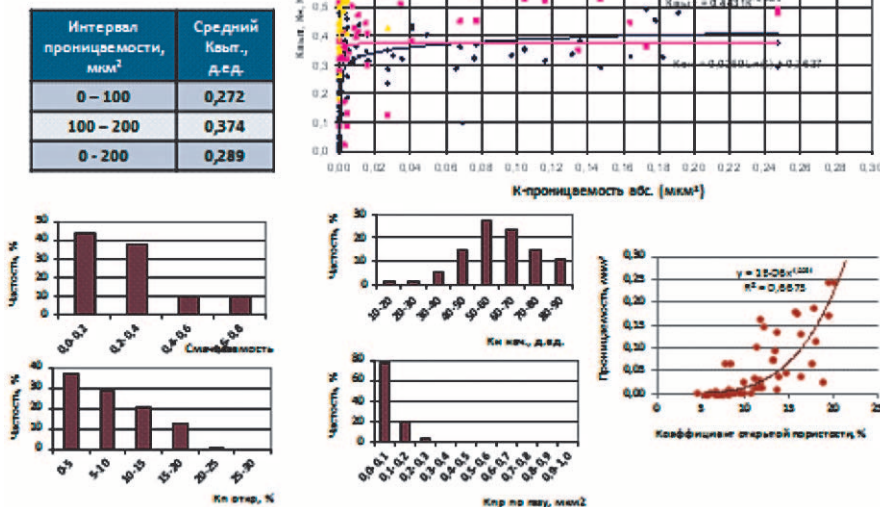


Рис. 6. Из практики реализации технологии внутрипластового горения на месторождениях США.

Таким образом,

1. Уточнена модель башкирских отложений Аканского нефтяного месторождения: крайне неоднородный, преимущественно с низкими ФЕС, слоистый, трещиноватопоровый коллектор, причем трещины имеют вертикальную ориентацию, образуя массивную залежь.

2. Утвержденные методы заводнения для башкирских отложений неприемлемы: коллектор является гидрофобным и преимущественно гидрофобным, когда капиллярные силы на вытеснение нефти водой не активны. Следствием являются весьма низкие и ненадежные коэффициенты вытеснения нефти водой.

3. Нефти башкирских отложений являются неньютоновскими, для которых эффективная вязкость в зависимости от напряжения сдвига увеличивается до 5-7 и более раз для вариантов с разрушенной и неразрушенной структурами. Это значит, что коэффициенты охвата пласта выработкой будут крайне низки. Однако эти характеристики нефти изменяются в благоприятную сторону при повышении пластовой температуры.

4. Принимая во внимание нестандартное, сложное во всех отношениях строение башкирских отложений, насыщенных высоковязкими неньютоновскими нефтями и значительные балансовые запасы (более 54 млн. т.) необходимо продолжить интенсивные научно-исследовательские и опытные

Показатель	Варианты								
	1вар.	2вар.	3вар.	4вар.	5вар.	6вар.	7вар.	8вар.	9вар
Вид воздействия	завод- нение	завод- нение	исто- щение	исто- щение	пар	ВВГ	АФК	щелочь	ПЦО
Плотность сетки скважин, га/скв.	29	14.1	29	14.1	19.7	21	22.7	22.7	30.8
Проектный уровень добычи: нефти тыс.т	39	45.5	16.5	45	40.8	25.2	14.3	11.5	19.7
жидкости, тыс.т	42.5	96.5	18.2	50.2	203.7	74.3	53.3	53	20.8
газа, млн м ³	0.23	0.27	0.1	0.26	0.24	0.15	0.08	0.07	0.12
Проектный срок разработки, годы	59	54	39	34	98	92	79	86	98
Накопл. добыча за проектный период, тыс. т	722.6	770.3	189.2	298.4	1326.5	749.4	428.2	434.2	828.1
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.	800.5	848.2	268.3	376.2	1408	793.3	434.3	440.3	906
Коэффициент извлечения нефти, д.ед	0.153	0.162	0.051	0.072	0.272	0.375	0.258	0.261	0.175
Фонд скважин за весь срок разработки, всего	17	35	17	35	25	14	13	13	16
В том числе: добывающих	14	16	17	35	16	12	11	11	16
нагнетательных	3	19			9	2			
Средняя обводненность продукции, % к концу разработки	0.98	0.979	0.98	0.98	0.98	0.982	0.983	0.98	0.501

Табл. 8. Сопос-
тавление ос-
новных техни-
ко-экономичес-
лей вариантов
разработки
опытных учас-
тков башкирс-
кого яруса.

работы в направлении их расширения по обоснованию тепловых методов воздействия.

5. Имеются другие предложения, в том числе принци-
пиально новые. Однако продолжение научных исследова-
ний в 2012 г. заказчиком не предусмотрено.

Закключение

По результатам выполненного Волго-Камским регио-
нальным отделением РАЕН комплекса исследований по
инновационному проектированию показано, что в усло-
виях Степноозерского и Аканского нефтяных месторож-
дений не все направления оказались приемлемыми для
дальнейшего развития. Это справедливо. В мире поиск и
создание инновационных технологий так и происходит: ис-
следуют много направлений, для более глубокого изуче-
ния оставляют единицы наиболее перспективных для кон-
кретных объектов.

На Степноозерском и Аканском месторождениях боль-
шая часть извлекаемых запасов высоковязких и тяжелых не-
фьютоновских нефтей содержатся в трещиноватых, карбо-
натных гидрофобных и преимущественно гидрофобных с
низкими ФЭС коллекторах. Очевидно, что нет альтернативы
тепловым методам – закачка теплоносителей и высокотем-
пературное окисление (внутрипластовое горение). Их при-
менение потребует проведения дополнительных исследо-
ваний по определению теплофизических свойств породы и
флюидов, выполнения экспериментальных работ по вытес-
нению на специальных физических моделях и т.д., проекти-
рования скважин специальной архитектуры, например го-
ризонтальные, боковые стволы, радиальное бурение и т.д.
Это испытанный продолжительный, но показавший эффек-
тивность в мировой практике путь.

При обосновании коэффициентов нефтеизвлечения
тепловыми методами за основу были приняты опублико-
ванные материалы. Однако характеристики нефтей (вяз-
кость, плотность, состав) и ФЭС коллекторов на Степноо-
зерском и Аканском нефтяных месторождениях суще-
ственно хуже, чем в опубликованных работах. Поэтому и
рассчитанные величины КИН оказались низкими. Потре-
буются значительные усилия для их достижения и даль-
нейшего увеличения.

Литература

Diyashev R.N., Piyakov G.N., Iksanov I.M., Gainetdinov R.F.,
Rahimov R.L., Makatrov A.K., Telin A.G. Physical Simulation of

Water Alternation Gas Technology at the Heavy Oil Carbonate
Reservoir Conditions. Saint Petersburg, Russia. 2010. 308.

SPE 84864; SPE 84908; SPE 143287

Дияшев Р.Н. Новые возможности щелочного заводнения и внут-
рипластового горения для разработки залежей вязких, высоковяз-
ких и тяжелых нефтей. *Нефтяное хозяйство*. № 9. 2009. 102-
106.

Дияшев Р.Н. О тенденциях применения МУН в мире: уроки
для использования при добыче высоковязких и тяжелых нефтей
карбона на землях Татарстана. *Георесурсы*. 4(27). 2008. 42-45

Дияшев Р.Н., Абдрашитова Д.Р. Мировой опыт реализации
технологии внутрипластового горения в качестве обоснования ее
применения на месторождениях Республики Татарстан. *Мат-лы
межд. науч.-практ. конф.: «Инновации и технологии в разведке,
добыче и переработке нефти и газа»*. Казань: Изд-во «ФЭН» АН
РТ. 2010. 479.

Дияшев Р.Н., Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л.. Возможные на-
правления разработки залежей карбона (на примере Степноозерс-
кого нефтяного месторождения). *Недропользование XXI век*. № 2.
2010. 45-49.

Дияшев Р.Н., Зейгман Ю.В., Рахимов Р.Л. Исследования ано-
мальной вязкости пластовых нефтей месторождений Республики Та-
тарстан. *Георесурсы*. 2 (30) 2009. 44-48.

Дияшев Р.Н., Исмагилов О.З., Гайнетдинов Р.Ф., Рахимов Р.Л.
Эффективные технологии для разработки месторождений высоко-
вязких нефтей: примеры обоснования их применения. *Мат-лы
межд. конф.: «Инновационные технологии в геологии и разра-
ботке углеводородов, Перспективы создания подземных храни-
лищ газа в Республике Татарстан, Казанская геологическая
школа и ее роль в развитии геологической науки в России»*. Ка-
зань: Изд-во НПО «Репер». 2009. 694.

Дияшев Р.Н., Муслимов Р.Х., Круглов М.П.. Задачи инноваци-
онного проектирования разработки месторождений с высоковяз-
кими и тяжелыми нефтями и направления их решения (на примере
Аканского месторождения). *Мат-лы межд. науч.-практ. конф.:
«Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспро-
изводства запасов углеводородного сырья»*. Казань: изд-во «ФЭН»
АН РТ. 2011. 552.

Дияшев Р.Н.. К оценке целесообразности применения паро-
тепловых методов добычи высоковязких нефтей нижнего и сред-
него карбона на месторождениях Татарстана. *20 лет РАЕН, Сб.
статей. Секция нефти и газа*. М.: Издательство «Техника».
ТУМА ГРУПП. 2011. 208.

R.N. Diyashev. Research complexes for substantiation of
thermal methods application on Carboniferous highly viscous
and heavy oil fields development.

This article shows summary of investigations results accomplished
on works under innovative projects on the Stepnoozersky and
Akansky fields. Practicability of enhanced studying of thermal
methods application options on development is shown.

Key words: highly viscous and heavy oils, thermal methods,
hydrophobic surface of porous media, low properties of oil deposits.

О ХОДЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ НА 3 БЛОКЕ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ

Статья посвящена проблемам разработки остаточных запасов, низкопроницаемых и глинистых коллекторов 3 блока Березовской площади. Приводится опыт применения межскважинной закачки и энергоэффективной механизированной добычи, а также использование средств автоматизации для уточнения взаимовлияния скважин и регулирования процессов разработки.

Ключевые слова: автоматизация, межскважинная перекачка, система мониторинга, механизированная добыча, контроллер «Lufkin».

Достигнутый по НГДУ «Альметьевнефть» за последние годы рост добычи нефти с параллельным снижением удельного расхода электроэнергии во многом обеспечен за счет эффективности проводимых геолого-технических мероприятий и развития процессов регулирования отборов жидкости и закачки (Рис. 1).

Особую значимость приобретает максимальное вовлечение в разработку остаточных запасов слабопроницаемых и глинистых коллекторов и интенсификация хода их выработки, что может обеспечить соответствующие условия для стабилизации добычи нефти на уже достигнутых уровнях на последующие годы.

Исходя из этого, проводимые геолого-технические мероприятия (ГТМ) в основном направлены на вовлечение слабодренлируемых и глинистых коллекторов, доля добычи по которым растет и превысила 39 %. Это в основном достигнуто за счет дальнейшего расширения закачки пластовой воды, активного применения технологий гидроразрыва пласта (ГРП), одновременно-раздельной добычи (ОРД) и одновременно-раздельной закачки (ОРЗ).

Применение в качестве агента закачки высокоминерализованной воды имеет свое постоянное развитие, в том числе в ежегодных мероприятиях по реконструкции системы поддержки пластового давления (ППД) (Гумаров, Ризванова, 2008). На объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» наиболее широко данный метод применяется на 3 блоке Березовской площади (Рис. 2).

3 блок Березовской площади – это краевая зона месторождения, характеризуется тем, что основным эксплуатационным объектом является горизонт «Д0». И, соответственно, по текущим показателям разработки достаточно заметно отличается от первого и второго блоков Березовской площади (по достигнутому КИН и выработке извлекаемых запасов, по текущей обводненности продукции).

Достигнутое же за последние 10 лет значительное улучшение показателей разработки 3 блока связано, во многом, с постепенным расширением и совершенствованием применения на данном объекте закачки пластовой воды (Рахманов и др., 2011).

Разбурирование блока, расположенного на северной части площади, происходило с юга на север. По динамике технологических показателей и по ходу совершенствования системы заводнения можно выделить 4 основных этапа (Рис. 3).

I этап. Первоначально (до 1977 г.) выработка запасов велась ограниченным количеством добывающих и нагнетательных скважин. Для поддержания пластового давления использовалась закачка пресной воды с разрезаю-

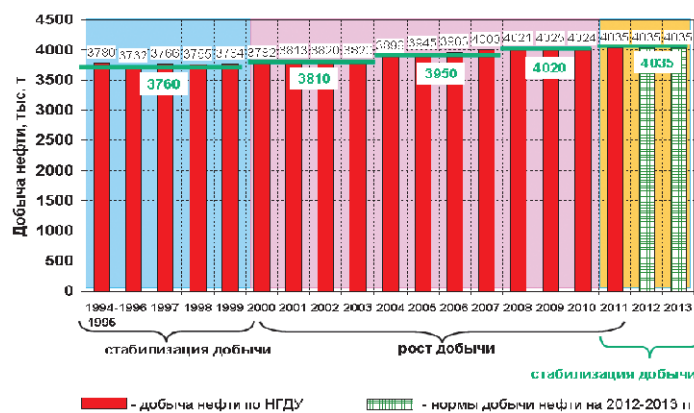


Рис. 1. Динамика добычи нефти по НГДУ «Альметьевнефть».

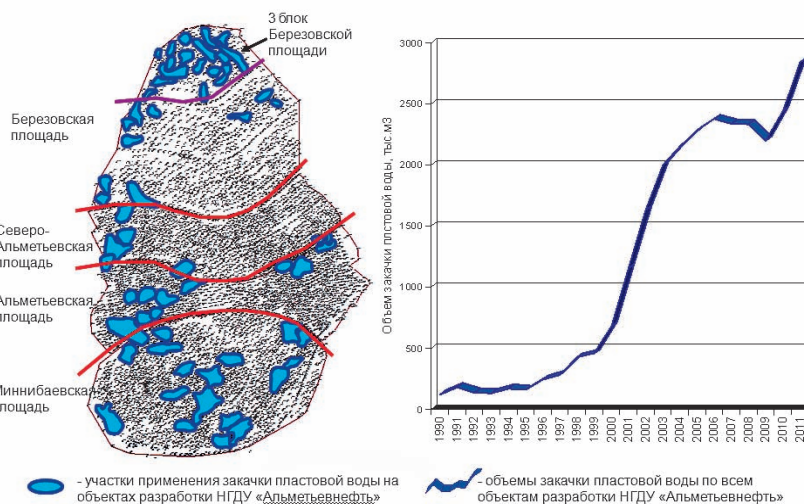


Рис. 2. Обзорная схема распределения закачки пластовой воды по объектам разработки (горизонты Д1 и Д0) и общий объем закачки на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть».

щего ряда, при этом соотношение закачки к отбору жидкости достигала в отдельные годы более 160 %.

II этап. С 1977 по 1987 гг. характеризуется активным разбуриванием блока (в среднем до 15 скважин в год).

Действующий фонд добывающих и нагнетательных скважин за период вырос до 147 и 34 соответственно, обводненность – до 73 %.

Поддержание пластового давления осуществлялось закачкой пресной воды скважинами КНС № 131 и с разрезающего ряда КНС № 70 и КНС № 71. Интенсивное бурение и ввод новых добывающих скважин в разработку, сопровождался высокими темпами компенсации растущих объемов отбора жидкости закачкой. Однако существующая система ППД привела к значительному снижению пластовых давлений (участками до 13,5 мПа) с последующим значительным падением уровня добычи нефти.

III этап. Низкая эффективность существующей системы заводнения, а также близость водоносных горизонтов привела к решению по смене агента закачки на пластовую воду.

Начало его применения приходится на 1988 год. Внедрение метода межскважинной перекачки (МСП) обеспечивается добычей воды из водозаборных скважин (насосами ЭЦН) и закачкой пластовой воды непосредственно в нагнетательные скважины.

IV этап. Положительный опыт применения закачки пластовой воды, а также удаленность основного фонда нагнетательных скважин от КНС и наличие водоносных пластов в нижних горизонтах предопределило реконструкцию всего КНС № 131.

Наряду с переводом под закачку пластовой воды существующих нагнетательных скважин в центральной части блока, шло расширение его применения за счет параллельного активного освоения дополнительных новых скважин.

С развитием системы заводнения, соотношение действующих добывающих скважин к нагнетательным было доведено до 1,1 (Рис. 4).

По мере расширения применения доли закачиваемой пластовой воды велись работы по созданию отдельных участков закачки, целью которых является поскважинное регулирование. Нашел применение метод переобвязки водозаборов между собой, что позволило соединить центральную часть блока в единую систему заводнения, а также выделить в отдельные западную и восточную части блока (Ризванова и др., 2007).

Реализация данной технологии наряду с проводимыми другими геолого-техническими мероприятиями позволила уменьшить обводненность продукции по блоку более чем на 10 %, обеспечить рост добычи нефти с 103 тыс.т (1993-1994 гг.) до 195 тыс.т (2007-2009 гг.) и увеличить темпы отбора более чем в 2 раза (Рис. 5).

Согласно сформировавшейся в настоящее время системы обвязки водозаборов и нагнетательных скважин для закачки пластовой воды на территории III блока можно

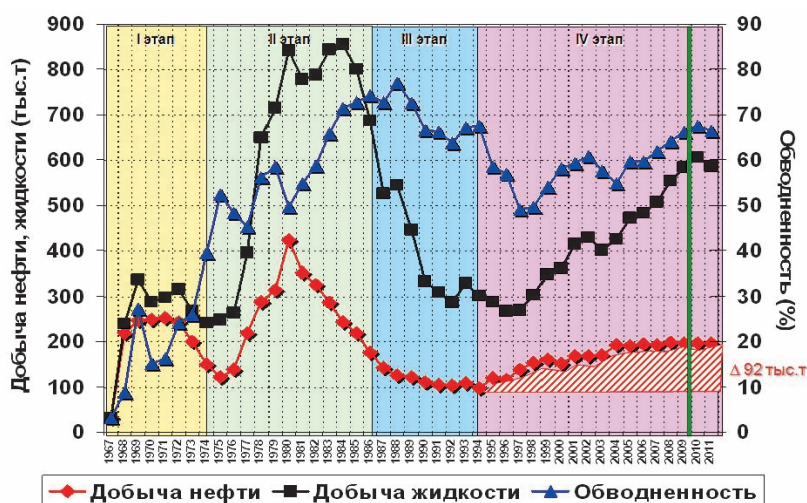


Рис. 3. Динамика технологических показателей разработки 3 блока Березовской площади.

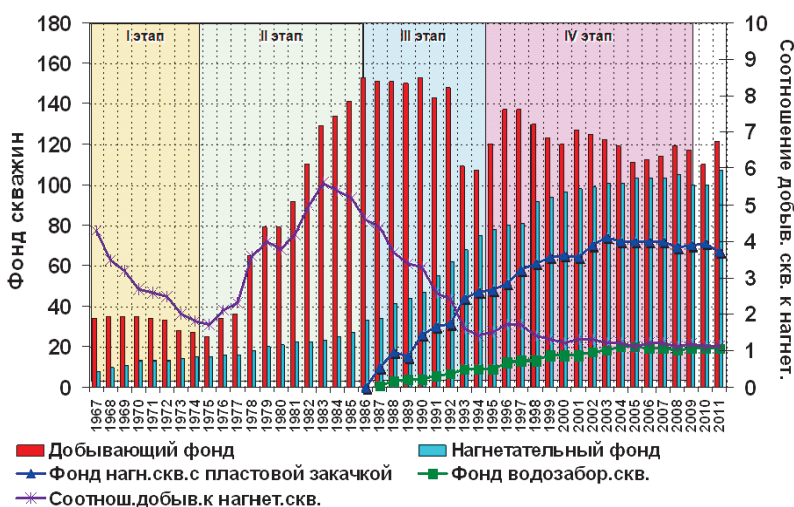


Рис. 4. Динамика фонда скважин 3 блока Березовской площади.

выделить всего 11 участков. Текущая доля закачки пластовой воды составляет – 83 %. Общее количество водозаборных скважин на блоке – 19.

Выделяемые участки в силу высокой неоднородности

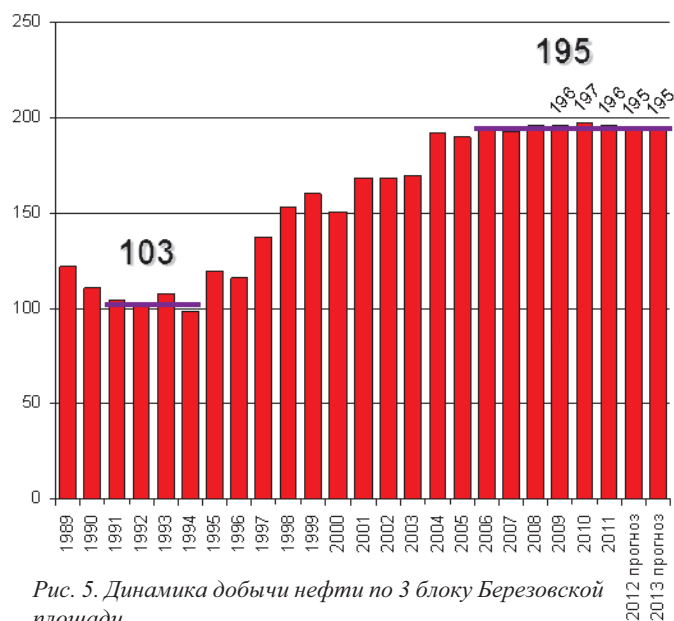


Рис. 5. Динамика добычи нефти по 3 блоку Березовской площади.

коллекторских свойств не являются гидродинамически и геологически обособленными телами. Можно отдельно выделить подучастки, характеризующиеся пониженными пластовыми давлениями; подучастки с активной гидродинамической связью между скважинами; подучастки на стыке ранее нами выделяемых участков.

Среднесуточные объемы закачки по всем нагнетательным скважинам в последнее время стабилизированы на уровне 1900 м³/сут; общий отбор жидкости в пластовых условиях – 1650 м³/сут. Среднесуточная приемистость одной нагнетательной скважины – 23 м³/сут.

Нужно отметить, что на 3 блоке выделялись участки с пониженными пластовыми давлениями (менее 13,0 мПа), которые в свою очередь можно подразделить на участки: 1) с временным снижением пластовых давлений; 2) участки с отсутствием влияния закачки; 3) участки с недостаточной закачкой.

Из общего среднесуточного отбора нефти по 3 блоку на горизонт «Д0» приходится 85 % продукции, при этом по самому горизонту «Д0» более 1/3 скважин эксплуатируются с обводненностью до 15 %.

В соответствии с картой взаимовлияний эксплуатационных нагнетательных и добывающих скважин, были выделены участки с установленными взаимовлияниями, с частично установленными взаимовлияниями и участки, требующие уточнения влияния (Рис. 6) (Ризванова и др., 2008).

На 3 блоке в течение последних лет проводился достаточно большой объем геолого-технических мероприятий. Эффективность (в долях единицы) соответствующих доли

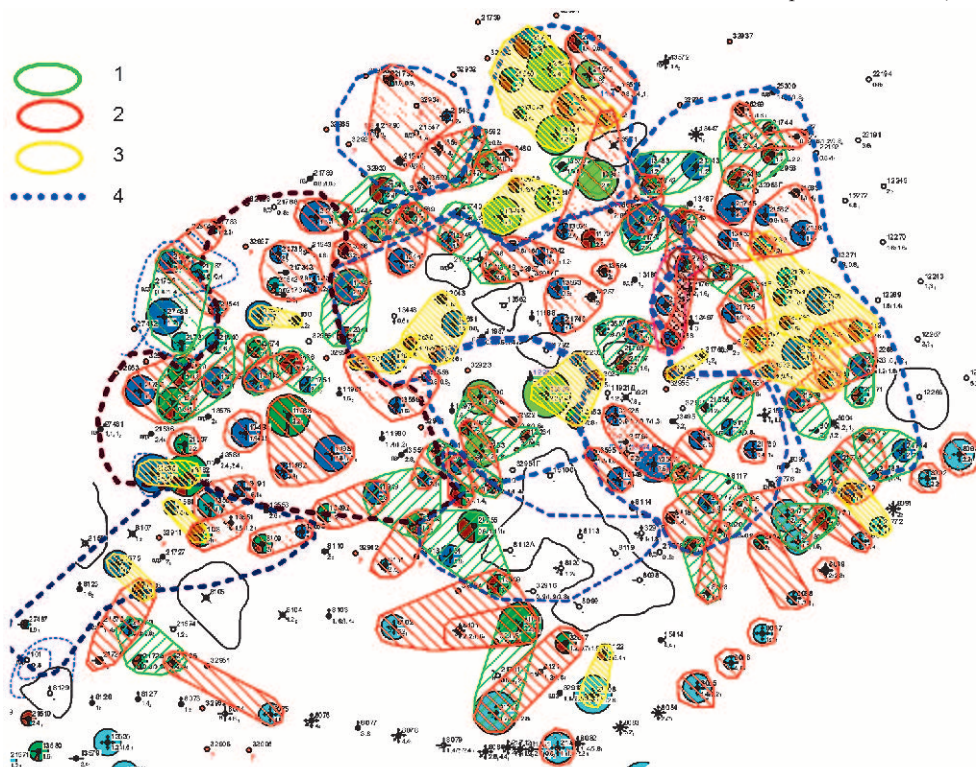


Рис. 6. Карта взаимовлияния эксплуатационных скважин 3 блока Березовской площади. 1 – участок с частично установленным влиянием, 2 – требующие уточнения взаимовлияния, участки, 3 – участки с установленным взаимовлиянием, 4 – границы участков МСП.

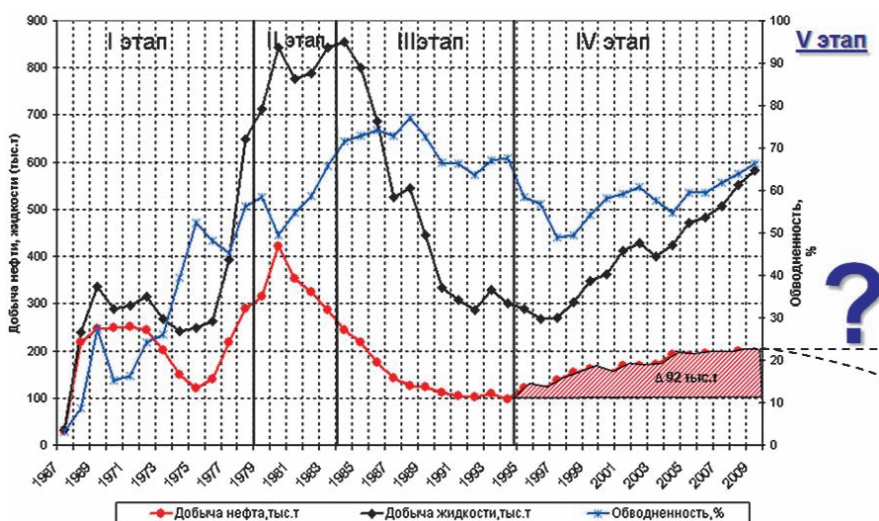


Рис. 7. Динамика технологических показателей разработки 3 блока Березовской площади.



Рис. 8. Реализуемая схема управления работой фонда 3-го блока Березовской площади.

скважин и объемов достигнутой дополнительной добычи нефти от НГДУ, приходящихся на данный блок, вполне сопоставимы с мероприятиями, проведенными в целом по НГДУ.

На блоке под ГРП задействовано более 16 % добывающих скважин с перспективой его дальнейшего применения, есть отдельные мероприятия по расширению применения ГРП на нагнетательном фонде скважин (Ризванова и др., 2008).

Таким образом, блок в целом характеризуется, по сравнению с соседними блоками, относительно низкой выработанностью, со значительным увеличением добычи за последние 15 лет за счет расширения и оптимизации системы МСП, а в последние годы активного применения ГРП (Рис. 7).

Обеспечение дальнейшего оптимального хода выработки

низкопроницаемых и глинистых коллекторов (стабилизация добычи нефти по блоку с недопущением опережающего обводнения) может быть достигнуто за счет:

1. Регулирования заводнения на основе достаточного по объемам и достоверной по содержанию информации по поскважинной закачке пластовой воды (приемистость, давление закачки).

При этом необходимо уточнение степени установленных взаимовлияний скважин по ранее выделенным участкам, уточнение границ участков с частично установленным влиянием, выявление причин отсутствия влияния по отдельным скважинам и участкам.

2. Эксплуатации добывающих скважин с нестабильным пластовым давлением в режиме заданных забойных давлений с дополнительным контролем их дебитов. При этом непостоянство дебита во времени может отражать степень изменения пластового давления.

3. Подбора оптимальных режимов эксплуатации добывающих скважин (забойное давление) и нагнетательных скважин (регулирование режимов закачки), в том числе на основе прогнозирования показателей результатов их эксплуатации или отдельных участков на адаптированной геолого-гидродинамической модели.

Основной целью реализации проекта является создание на базе одного участка объекта разработки полигона для испытания современных устройств и приборов, использование которых, в качестве системы заблаговременного предупреждения, позволит технологам и геологам ЦДНГ и ЦППД обнаруживать потенциальные проблемы еще на раннем этапе их возникновения, получение новых знаний в области добычи нефти, с последующей подготовкой кадров на базе полученного опыта (Швыденко и др., 2010).

На приводимой условной схеме (Рис. 8) показано, что своевременное дистанционное информирование и отслеживание проблем еще на стадии их формирования долж-

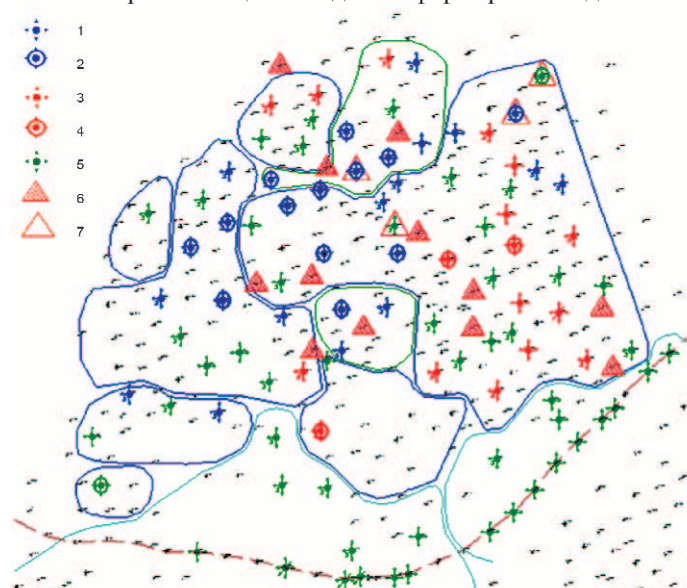


Рис. 9 Изменение представлений об объемах поскважинной закачки. 1 – ниже предполагаемого значения, 2 – ниже предполагаемого значения с последующим ОПЗ в 2010-2011 гг.; 3 – выше предполагаемого значения; 4 – выше предполагаемого значения последующим ОПЗ в 2010-2011 гг.; 5 – на предполагаемом уровне; 6 – ГРП добывающих скважин 2010-2011 гг.; 7 – ГРП нагнетательных скважин 2010-2011 гг.

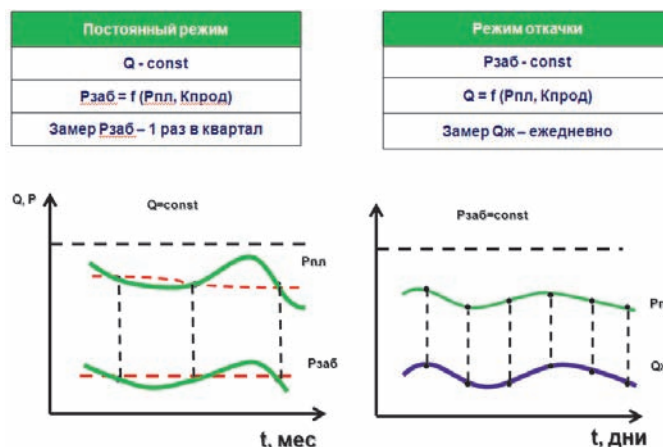


Рис. 10. Сравнение режимов эксплуатации.

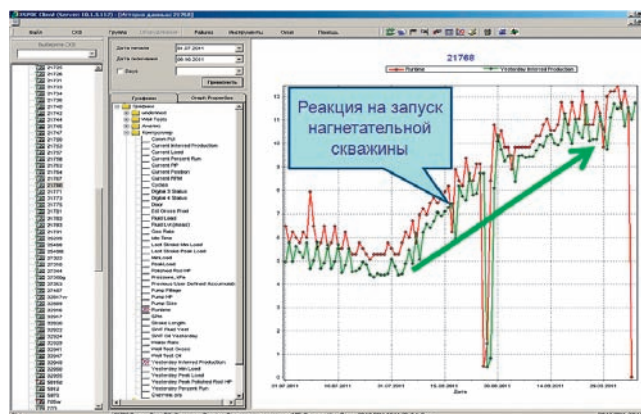


Рис. 11. Оценка взаимовлияния скважин с использованием возможностей контроллера Lufkin на примере скважины № 21768.

но позволять более оперативно предпринимать соответствующие корректирующие действия.

Косвенным доказательством повышения информативности по работе нагнетательного фонда является динамика количества операций со штуцерами нагнетательных скважин, которое выросло более чем в 3 раза.

Параллельно с этим улучшается ситуация по повышению устьевых давлений за счет планомерной работы по увеличению напоров УЭЦН в системе МСП.

Отметим, что перспективным направлением повышения гибкости системы является применение ПЭС и ЧРЭП в водозаборных скважинах (цель – перенастройка режимов работы скважин в автоматическом режиме по граничным уставкам давлений).

В целом же по нагнетательному фонду скважин вновь установленный постоянный контроль объемов и давлений закачки позволил получить соответствующие знания (уточнения их объемов). Были отдельно выделены скважины, где объемы закачки оказались значительно выше или ниже ранее имеющихся по замерам представлений (Рис. 9). Выделены скважины, где представления по объемам закачки не изменились.

Здесь же приводится объем проведенных ГТМ (ОПЗ пластов) за 2010-2011 гг. по нагнетательному фонду скважин. Как видно, почти весь его объем приходится на скважины, где уточненные объемы закачки (суточная приемистость) оказались ниже предполагаемого.

Вышеизложенное обеспечивало соответствующий ход

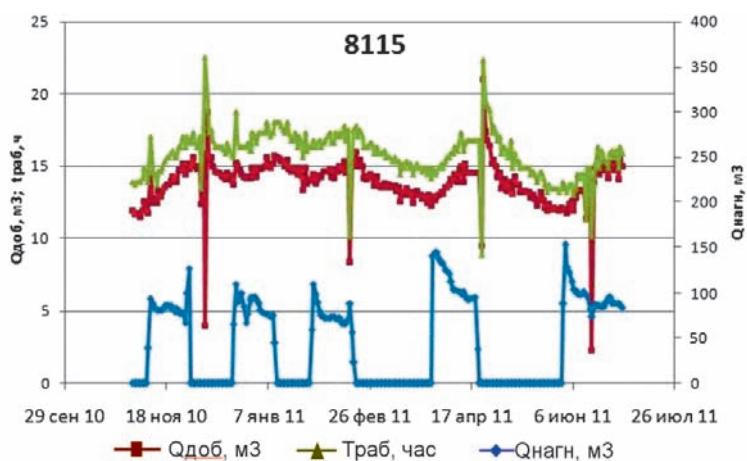


Рис. 12. Оценка взаимовлияния скважин с использованием возможностей контроллера Lufkin на примере скважины № 8115.

регулирования объемов закачки и позволило сократить значительные зоны (участки) с пониженными пластовыми давлениями (на 35–45 %).

Разработаны первоочередные мероприятия по дальнейшему повышению давления нагнетания. Все они направлены на более интенсивное воздействие на запасы участков с пониженными пластовыми давлениями.

Это же можно отметить и по намеченным мероприятиям по ГРП нагнетательного фонда скважин. Проведены работы, продиктованные необходимостью снижения расхода электроэнергии в часы пиковых нагрузок — это оценка обратных перетоков в системе МСП.

В целом, подтверждены предположения о перетоках из низкопрониимых скважин в высокопрониимые (обратные потоки).

Контроллер Lufkin дает возможность эксплуатации сква-

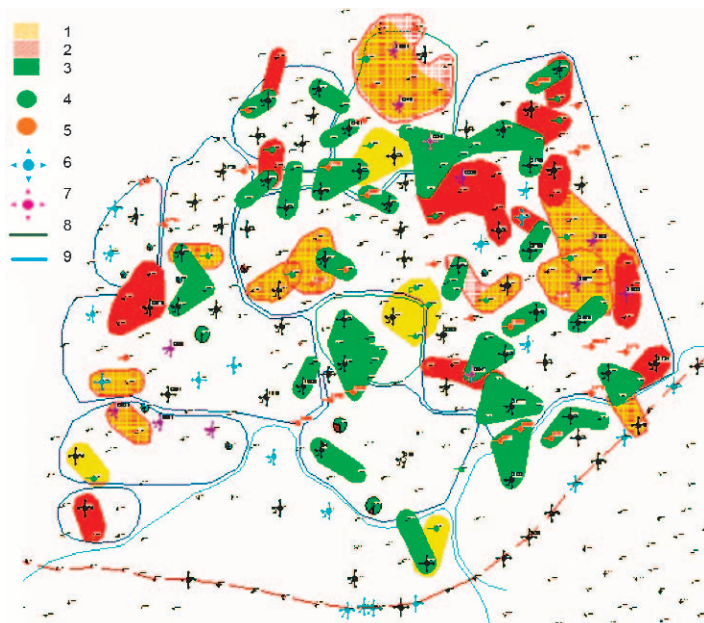


Рис. 13. Планируемые первоочередные участки по исследованию взаимовлияния скважин 3 блока Березовской площади по состоянию на 01.10.2011 г. 1 — Участки с ранее установленным взаимовлиянием, 2 — Участки с вновь установленным взаимовлиянием, 3 — Планируемые первоочередные участки по установлению взаимовлияния, 4 — Доб. скважины в режиме откачки, 5 — Доб. скважины в режиме "timer", 6 — Нагн. скважины в тех. ограничении, 7 — Нагн. скважины в режиме циклики. Границы закачки: 8 — сточная, 9 — пресная.

жин в режиме откачки при заданных забойных давлениях. Его особенностью является непостоянство дебита во времени, характеризующее изменение пластового давления (Рис. 10). Соответственно, мы можем иметь косвенные ежедневные отражения состояния пластового давления, с соответствующими по мере его подтверждения (или отслеживания) необходимыми мероприятиями.

Принципиальная возможность этого прослеживается на индивидуальных примерах: на графике времени работы и дебита скважины № 21768 (Рис. 11), работающей в режиме заданного забойного давления, которая уже через 5 дней после запуска нагнетательной скважины № 21531 начала увеличивать время работы, и за 2 месяца увеличение составило более чем в 2 раза.

Для подтверждения сделанных выводов были проведены работы по искусственному созданию возмущений на участке нагнетательной скважины № 13547 (Рис. 12, объем закачки отмечен синим цветом) и добывающей № 8115 (дебит и время работы в режиме откачки отмечены красным и зеленым цветами). Сопоставление графиков возмущения с задаваемой различной частотой и реакция добывающей скважины характеризует сообщаемость скважин.

Другим ярким примером использования комплексной автоматизации в существенном изменении представлений о взаимовлиянии служит пример участка нагнетательной скважины № 12239 и т.д.

Работы по уточнению взаимовлияния скважин проводятся постоянно. Там, где не критична остановка закачки, проводятся работы по искусственному созданию возмущений. В большинстве же случаев используются вынужденные простои нагнетательных скважин с фиксированием динамики времени работы и дебита добывающих скважин в режиме откачки. Вновь получаемые данные аккумулируются на карте взаимовлияний скважин 3 блока (Рис. 13). Определены первоочередные участки (связки) для определения взаимовлияний (выделены зеленым цветом).

Выделим и другое прямое предназначение контроллера. Наличие своевременной информации позволило принимать опережающие меры при увеличении нагрузок на штанговую колонну: своевременная профилактическая промывка ГНО для снижения нагрузки снижает риск аварийного отказа оборудования (Рис. 14).

В результате комплексной автоматизации получен поскважинный технический учет потребляемой электроэнергии, что позволило провести ряд экспериментальных работ.

1. Определения степени влияния различных факторов на удельное электропотребление ШГН:

- диаметр плунжера,
- длина хода,
- обводненность продукции,
- растяжение.

2. Адаптация режимов эксплуатации контроллеров Lufkin для обеспечения оперативного учета обводненности добываемой продукции скважин.

Использование геолого-гидродинамической модели.

Работы по построению геологической модели были выполнены совместно специалистами НГДУ и ТатНИПИ-нефть. Адаптация гидродинамической модели прошла в 2

этапа, в том числе с применением программ автоматизированной адаптации Enable. Производятся прогнозные расчеты как по отдельным направлениям ГТМ, так и по отдельным участкам и скважинам. На следующем этапе адаптации будут учитываться вновь выявленные взаимовлияния скважин для получения корректных оптимальных режимов эксплуатации скважин для выполнения требуемых показателей разработки.

Комплексная автоматизация процессов нефтедобычи создала дополнительную нагрузку на существующие системы обработки данных в виде данных с вновь внедряемых приборов. Эти системы оказались не в состоянии полноценно переработать поступающую информацию. Техническое решение по упорядочиванию информационных потоков в различные базы данных было найдено в создании единого хранилища данных (ЕХД) на базе ТатАСУ.

В ходе реализации проекта идет процесс наработки новых алгоритмов взаимодействия между специалистами различного уровня, система становится более динамичной, требующей изменения подходов к анализу поступающей информации (Рис. 15).

Необходима смена идеологии работы как сервисных организаций – в сторону увеличения мобильности при выполнении заявок и проведении ППР, так и эксплуатационного персонала цехов-заказчиков – в части верной идентификации проблем.

В целом оптимизированную систему мониторинга можно изложить в виде пирамиды, в основании которой сбор и передача первичных данных.

Следующий этап – объединение информации и представление в удобном виде отчетов. Далее, после обработки данных выявляются нештатные ситуации и отклонения параметров от заданных величин. Более высоким уровнем является автоматизированная система анализа работы пластовых систем с комплексом предлагаемых решений по достижению потенциальных дебитов скважин и оптимизации процесса разработки.

Если перейти к частным случаям, то в пределах проекта описанная система создания автоматизированного многоступенчатого анализа поступающих данных выглядит следующим образом. В качестве примера приведен анализ параметра «время работы скважины в режиме откачки»: выявление его отклонения от заданного коридора значений (в данном случае на 1 час в сутки). На основании многофакторного анализа машина выдает сообщение о

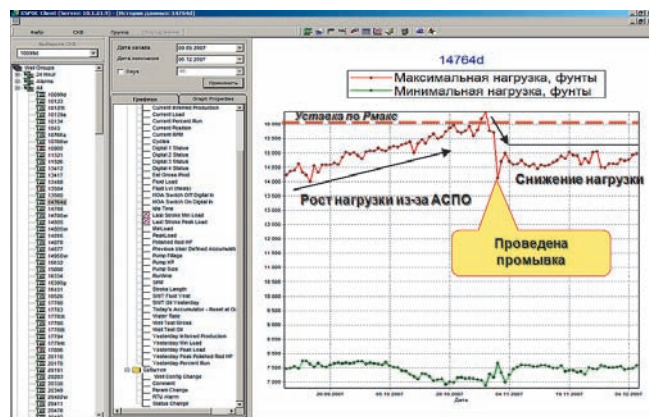


Рис. 14. Динамика изменения нагрузок до и после профилактической промывки на скважине № 14764Д.

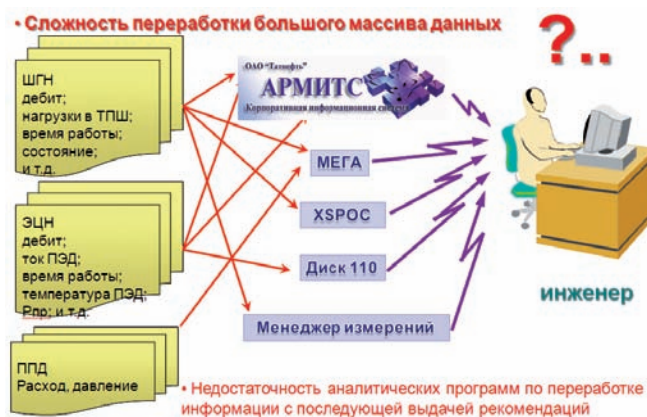


Рис. 15. Увеличение потока информации.

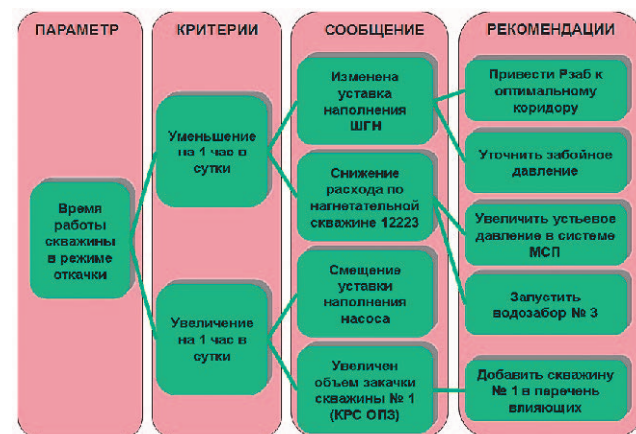


Рис. 16. Система мониторинга в режиме «подсказок».

возможных причинах (связанных как с самой добывающей скважиной, контрольным оборудованием, либо же с состоянием закачки) и предлагает рекомендации в зависимости от ситуации. Все это должно обеспечить сокращение низкоэффективных трудозатрат геолого-технологических служб (Рис. 16).

Дальнейшее развитие работ на 3 блоке:

- промышленное внедрение программных комплексов с расширенным логическим анализом;
- наработка алгоритмов использования средств автоматизации для прогнозов (совершенствования) процесса нефтевытеснения и соответствующих корректирующих действий;
- постановка новых экспериментальных задач и апробация передового опыта в области технологии и техники энергоэффективной добычи с использованием информационных технологий.

Литература

- Гумаров Н.Ф., Ризванова М.С., Результаты нефтевытеснения с использованием высокоминерализованной воды на Березовской площади Ромашкинского месторождения. *Мат-лы межд. науч.-практ. конф.: «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтедобывающих регионов»*. Казань: Изд-во «ФЭН». 2008г. 348-352.
- Рахманов А.Р., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Закиев Б.Ф., Ахмадиев Р.Н., О дальнейших перспективах совершенствования разработки 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения на основе комплексной автоматизации. *Сб. статей: «О стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере НГДУ «Альметьевнефть»»*. Казань. 2011. 19-32.
- Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Использование в

ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗРАБОТКИ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДОРАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БАШКОРТОСТАНА

В связи с определяющей ролью в суммарной добыче нефти «Башнефти» двух уникальных и семи крупных нефтяных месторождений обобщены принципы их рациональной разработки на примере Арланского нефтяного месторождения, основным объектом которого – терригенная толща нижнего карбона – содержит нефть повышенной вязкости. Рассмотрены перспективы реализации CO_2 -воздействия.

Ключевые слова: уникальные и крупные нефтяные месторождения, принципы разработки, методы (технологии) повышения нефтеотдачи, воздействие двуокисью углерода.

В Республике Башкортостан, которая представляет собой старый нефтедобывающий регион (добыча нефти ведётся с 1932 года), из 200 с лишним открытых месторождений нефти и газа 7 относятся к крупным и 2 (два) – к уникальным. Уникальными являются Арланское и Туймазинское нефтяные месторождения. Среди крупных такие известные месторождения как Шкаповское, Серафимовское, Манчаровское и менее известные Югомашевское, Сергеевское, Четырманское и Игровское. Все они расположены в западной, северо-западной и центральной областях Башкирии. В тектоническом отношении это прикупольная часть Южно-Татарского свода, Бирская седловина, Благовещенская впадина и северо-западный склон Башкирского свода. В таблице 1 показаны основные объекты разработки указанных месторождений, вязкость пласто-

вой нефти, Кохв, Квйт и утверждённый коэффициент нефтеизвлечения (КИН). По преобладающему удельному весу запасов нефти в стратиграфических горизонтах рассматриваемые месторождения относятся: Туймазинское, Шкаповское, Серафимовское и Сергеевское к месторождениям терригенного девона, а Арланское и остальные – к месторождениям терригенной толщи нижнего карбона. Продуктивные пласты представлены преимущественно песчаниками. Нефти отличаются вязкостью: в месторождениях терригенного девона они маловязкие (1–4,4 мПа·с), в месторождениях терригенного нижнего карбона – повышенной вязкости (Табл. 1)

Из данных таблицы 1 и рисунка 1 следует, что по объектам терригенного девона конечный (проектный) КИН выше, чем по объектам терригенной толщи нижнего кар-

Окончание статьи М.З. Тазиева, Н.Ф. Гумарова, Б.Г. Ганиева «О ходе совершенствования процессов нефтеизвлечения на 3 блоке Березовской площади»

качестве вытесняющего агента высокоминерализованной пластовой воды на III блоке Березовской площади Ромашкинского месторождения. *Сб. тр. науч.-практ. конф.: «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения».* Альметьевск. 2007. 212–218.

Ризванова М.С., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Состояние разработки Березовской площади. *Сб. тр. науч.-практ. конф., посв. 60-летию разработки Ромашкинского месторождения: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений».* М.: ЗАО Изд-во Нефтяное хозяйство. 2008. 124–127.

Швыденко М.В., Кагарманова Г.И., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., О дальнейшем совершенствовании разработки 3 блока Березовской площади. *Сб. докл. науч.-практ. конф.: «Прошлое, настоящее и будущее в Республике Татарстан».* Набережные Челны. 2010. Ч.1. 124–131.

mechanized extraction usage, as well as automation devices usage for well interference adjustment and development processes regulation is outlined.

Key words: automation devices, interwell injection, mechanized extraction, monitoring system, «Lufkin» controller.

Миргазиян Закиевич Тазиев

Начальник НГДУ «Альметьевнефть», к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-744

Нафис Фаритович Гумаров

Главный геолог – заместитель начальника управления, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

Булат Галиевич Ганиев

Зам. главного геолога – начальник ТОРН и ГМ, к.тех.н.

Тел.: (8553) 319-746

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». 423450 Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

M.Z. Taziev, N.F. Gumarov, B.G. Ganiev. **Oil recovery process improvement progress on the 3rd block of the Berezovsky area.**

The article is concerned with development problems of remaining reserves, low-permeable and clayed reservoirs of the Berezovsky area 3rd block. Experience of interwell injection and energy-efficient

бона, и темпы отбора нефти находятся в том же соотношении. Основной причиной меньших отборов нефти из пластов терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК) и, соответственно, меньших ожидаемых КИН является повышенная вязкость пластовой нефти (20-25 мПа·с и более) при коллекторской характеристике пластов в среднем лучшей, чем в терригенном девоне. Необходимо отметить, что отборы жидкости по объектам ТТНК выше.

Имеются и исключения. Проектный КИН по Арланской площади Арланского месторождения равен 0,512, а по ТТНК Манчаровского месторождения – 0,55.

Перечисленные месторождения играли определяющую роль в объёме добычи нефти компании «Башнефть» и в её динамике (Рис. 2). На рисунке показана динамика

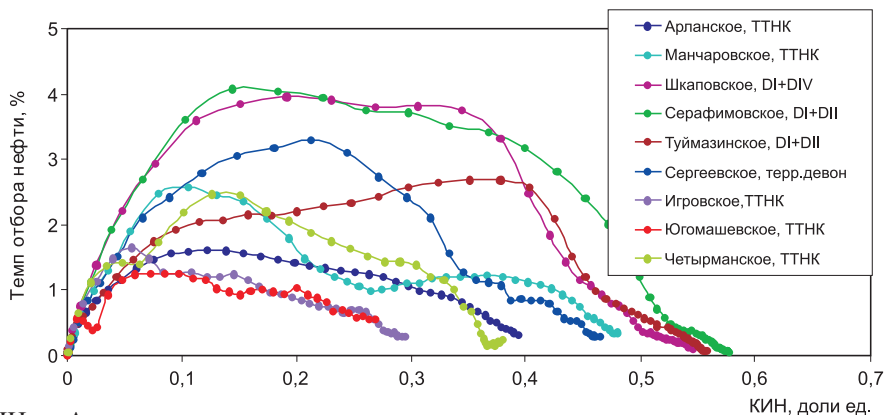


Рис. 1. Связь «годовой темп отбора нефти – нефтеотдача».

доли добычи нефти рассматриваемых 9 месторождений в общей добыче по «Башнефти» по годам разработки (верхняя кривая 1). Ниже кривыми 2 и 3 выражена динамика

Месторождение	Объект	Характеристика пласта				Свойства пластовой нефти			КИН, доли ед.	
		Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Нефтенасыщенная толщина, м	Нефтенасыщенность, доли ед.	Вязкость, мПа·с	Плотность, г/см ³	Газосодержание, м ³ /т	Проектный	Текущий
Месторождения терригенного девона										
Туймазинское	DI	21-22	0,268	7,6	0,890	2,55	0,799	62	0,580	0,560
	DII	21-22	0,520	9,8	0,900	2,89	0,804	64		
Шкаповское	DI	18-19	0,388	7,5	0,870	4,30	0,832	46	0,550	0,540
	DIV	18-19	0,307	6,1	0,850	0,73	0,744	124	0,580	0,560
Серафимовское	DI	19	0,325	4,8	0,868	2,40	0,846	61	0,570	0,580
	DII	19	0,205	6,0	0,889	1,80	0,835	62	0,630	0,570
Сергеевское	DI+DII+DIV	18	0,345	3,8	0,860	4,40	0,880	51-66	0,508	0,464
Месторождения ТТНК										
Арланское, в т.ч. площади	ТТНК	21,5	1,059	9,85	0,825	23,8	0,881	17,6	0,465	0,444
Арланская	ТТНК	22	1,422	5,5	0,850	18,1	0,878	18,8	0,512	0,449
Николо-Березовская	ТТНК	22	0,748	3,3	0,843	21,0	0,889	15,6	0,382	0,320
Новохазинская	ТТНК	22	до 3,9	7,2	0,844	23,2	0,883	16,4	0,430	0,380
Юсуповская	ТТНК	21	до 1,11	4,0	0,825	23,2	0,883	16,4	0,456	0,414
Игровское	ТТНК	20	0,470	3,2	0,800	14,0	0,880	25,1	0,414	0,333
Югомашевское	ТТНК	21	0,375	3,9	0,870	15,0	0,890	26,5	0,456	0,265
Четырманское	ТТНК	22	0,630	3,1	0,894	14,0	0,885	37,0	0,484	0,405
Манчаровское	Верхняя пачка	24-22	до 1,2	4,5	0,910	22,3	0,890	19,8	0,550	0,521
	Нижняя пачка	23-24	0,77	3,3	0,900	15,5	0,890	19,8		

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пластов-коллекторов, свойства пластовых нефтей и нефтеотдача крупных месторождений Республики Башкортостан.

доли в общей добыче двух уникальных месторождений: Туймазинского (кривая 2) и Арланского (кривая 3). Приведенные кривые свидетельствуют, что доля 9 месторождений – 2-х уникальных и 7-ми крупных – после 1950 года достигла 96 %, в основном за счёт Туймазинского месторождения. В течение последующих 18 лет (1950-1968 гг.) она колебалась в диапазоне 90-95 %, а затем стала снижаться, несмотря на то что по Арланскому месторождению максимальная добыча нефти была достигнута в 1972 году. В настоящее время доля 9 месторождений составляет 47 % общей добычи по «Башнефти». Доля Туймазинского месторождения в 1952 году через 8 лет после открытия девонской нефти достигла «пика» в 92 % и после этого стала интенсивно снижаться. В 2011 году она не превысила 4 %.

Другое уникальное Арланское месторождение, открытое в 1955 году и введённое в разработку в 1958 г, в максимуме достигло почти 41 % в общей добыче нефти по «Башнефти», но последующее снижение его доли было гораздо более плавным и стабилизировалось в последние годы, составляя 25-25,5 %. Т.е. оба гиганта и в настоящее время, в условиях высокой выработанности запасов, обеспечивают почти 30 % общей добычи нефти компании «Башнефть».

Необходимо отметить, что кривые по Туймазинскому и Арланскому месторождениям отражают динамику смещения доли в общей добыче во времени от девонских месторождений к месторождениям терригенной толщи нижнего карбона. К настоящему времени доля последних существенно преобладает, составляя 40 % против 7 % девонских месторождений.

Характеристики вытеснения по указанным объектам показывают, что КИН может превысить величины, указанные в табл. 1.

В связи с общей широкой постановкой темы доклада автор остановился на рассмотрении этой темы на примере Арланского нефтяного месторождения, количество публикаций по которому значительно меньше, чем по Туймазинскому, а проблемы являются общими. То же относится и к другим рассматриваемым месторождениям (Табл. 1).

Уникальное Арланское нефтяное месторождение приурочено к структуре облекания гигантского Арлано-Дюртюлинского барьерного рифа, простирающегося в северо-западном направлении. Длина рифа 110 км, ширина варьирует от 5-8 до 35 км. По основному объекту – терригенной толще нижнего карбона, содержащему 95 % первоначальных суммарных начальных извлекаемых запасов (НИЗ), – месторождение делится на 5 площадей, из которых Вятская (северо-западная) находится в пределах Удмуртской Республики, а остальные четыре – Арланская, Николо-Берёзовская, Новогазинская и Юсуповская – в пределах Республики Башкортостан.

Продуктивный разрез месторождения включает отложения терригенного девона, турнейского яруса, ТТНК, алексинского горизонта (формально это составная часть ТТНК), верейского горизонта и каширо-подольских карбонатов (КПО). В проектных документах, в т.ч. в Дополнении к ПР 2010 года, выделено шесть объектов разработки, совершенно неравнозначных по запасам и по геолого-физической характеристике. Основным объектом является

ТТНК. В разрезе ТТНК (Рис. 3) выделяются следующие нефтенасыщенные пласты (сверху вниз): CI, CII, CIII, CIV₀, CIV, CV, CVI₀ тульского горизонта и CVI бобриковского горизонта. Спорадически развитые песчаники радаевско-ёлховского горизонта (пласт CVII) водоносны. Основными по запасам являются пласты CI и CVI, которые наиболее выдержаны по площади. Сама терригенная толща нижнего карбона представляет сложное чередование указанных пластов, которые на разных площадях и внутри них являют неполные комбинации. Проницаемость коллекторов колеблется от 0 до 5-6 мкм². Вязкость пластовой нефти в среднем – от 18,1 до 23,2 мПа·с (имеются зоны, насыщенные нефтью вязкостью до 35,0 мПа·с).

На рисунке 4 показана карта проектного размещения скважин на ТТНК Арланского месторождения в соответствии с Генеральной схемой 1965 года, составленной под рук. проф. М.М.Саттарова. В этой схеме были учтены и скорректированы решения всех предыдущих технологических схем разработки отдельных площадей этого месторождения. Ввод в разработку уникального месторождения с нефтью повышенной вязкости на тот момент представлял сумму совершенно неясных проблем. «Разрезание» линейными рядами нагнетательных скважин на большие площади и блоки внутри них плюс вытеснение указанной нефти водой представляли смелые решения, не имевшие достаточного научного обоснования. Имелся пример Ромашкинского месторождения, но с маловязкой и вязкой нефтью. Дискуссионным выглядело определение оптимальной плотности сетки скважин и вскрытие основного многопластового объекта ТТНК единым фильтром. Внутри блоков размещалось от 5 до 8 рядов добывающих скважин, располагавшихся, как и нагнетательные, соосно простиранию блоков.

Генеральная схема заводнения линейными рядами не подтвердила теоретических представлений о вытеснении нефти сначала вдоль нагнетания при освоении нагнетательных скважин «через одну» с последующим продвижением образовавшегося сплошного фронта к внутренним центральным областям блоков. Фронт воды продвигался сразу во внутренние зоны «языкообразно». Вторые и сплошь третьи и последующие ряды добывающих скважин слабо охватывались воздействием. Появлялись дополнительные короткие внутриконтурные ряды, в том числе поперёк простиранию блоков. При принятой схеме заводнения наблюдался высокий темп обводнения добывающих скважин. Кроме того, при едином давлении нагнетания (которое на разных площадях и блоках варьировало) в общем фильтре малопродуктивные пласты средней пачки либо слабо участвовали в выработке, либо не вырабатывались вовсе.

Все указанные явления подтверждались регулярными исследованиями глубинными дебитометрами и расходомерами. Далее вопрос актуализировался на соотношении законтурного и внутриконтурного заводнения. Законтурному и приконтурному заводнению отводилась второстепенная роль. В ежегодных авторских надзорах за разработкой Арланского месторождения, составлявшихся БашНИПИнефтью в 70-80-х гг. прошлого столетия, строились карты обводнения пластов ТТНК по площадям. На локальных участках формировались «языки» обводнения, которые служили областями заложения новых нагнетательных

скважин, Эти случаи постепенно приводили к созданию очагов заводнения и далее – к стратегии очагово-избирательного заводнения. В настоящее время ещё обнаруживаются атаквизмы внутриконтурного разрезания, оставшиеся на фоне динамично развивающейся очагово-избирательной системы.

Следующий не менее важный принцип развития системы заводнения – реагирование на появление или ликвидацию зон пониженного пластового давления, которые неизбежно появляются в процессе разработки. Решение об организации нового очага заводнения или ликвидации старого с переложением задач подключения к закачке неучастствующего в заводнении пласта ТТНК принимается путём сопоставления карт изобар, карты подвижных запасов и карты разработки данного объекта, т.е. с помощью моделирования в режиме мониторинга.

Третий принцип – принцип необходимой «жесткости» системы заводнения, т.е. оптимального соотношения добывающих и нагнетательных скважин. От одного проектного документа к другому происходило уточнение физического смысла указанного параметра, но количественное его выражение не выходило из диапазона 3:1 – 4:1. В течение большей части истекшего периода разработки это соотношение соблюдалось, за исключением периода 90-х гг. прошлого столетия. На сегодня этот параметр приведен в проектный количественный диапазон (в среднем 3:1).

Современная система разработки ТТНК Арланского нефтяного месторождения сформирована по схеме очагово-избирательного заводнения по 9-точечной обращенной 400х400 м. На сегодня в связи с поздней стадией разработки размещение добывающих скважин на многих участках нерегулярное.

Геологическая неоднородность пластов ТТНК и повышенная вязкость пластовой нефти обуславливали извлечение огромных количеств попутной воды. В проектных документах постоянно уделялось внимание изысканию методов ограничения притока воды в добывающие скважины. Одновременно развитие проектирования происходило с учётом реальных данных о недостатках ранее принятых проектных решений. В процессе разработки выяснилось, что объединение в единый объект существенно геологически неоднородных пластов ТТНК привело к опережающей выработке пластов СШ (СШ) и CVI по сравнению



Рис. 2. Доля от общей добычи нефти, %.

с пластами промежуточной пачки. В работах ряда исследователей показано, что невыделение объектов внутри ТТНК для самостоятельной разработки может привести к потере минимум 2,0 пунктов в конечном КИН. После проекта разработки 1986 года, где принцип разукрупнения ТТНК был впервые научно обоснован, в последующих проектных документах он последовательно развивался на практике и осуществляется до настоящего времени по предложенной схеме. Эта схема подразумевает выделение внутри ТТНК трёх объектов для воздействия через систему заводнения и двух объектов в системе добывающих скважин. Базисными для двух объектов в добывающих скважинах являются пласты СШ и CVI, после обводнения одного из которых включаются пласты промежуточной пачки. В нагнетательных скважинах предусматривается закачка

СШ
CVI

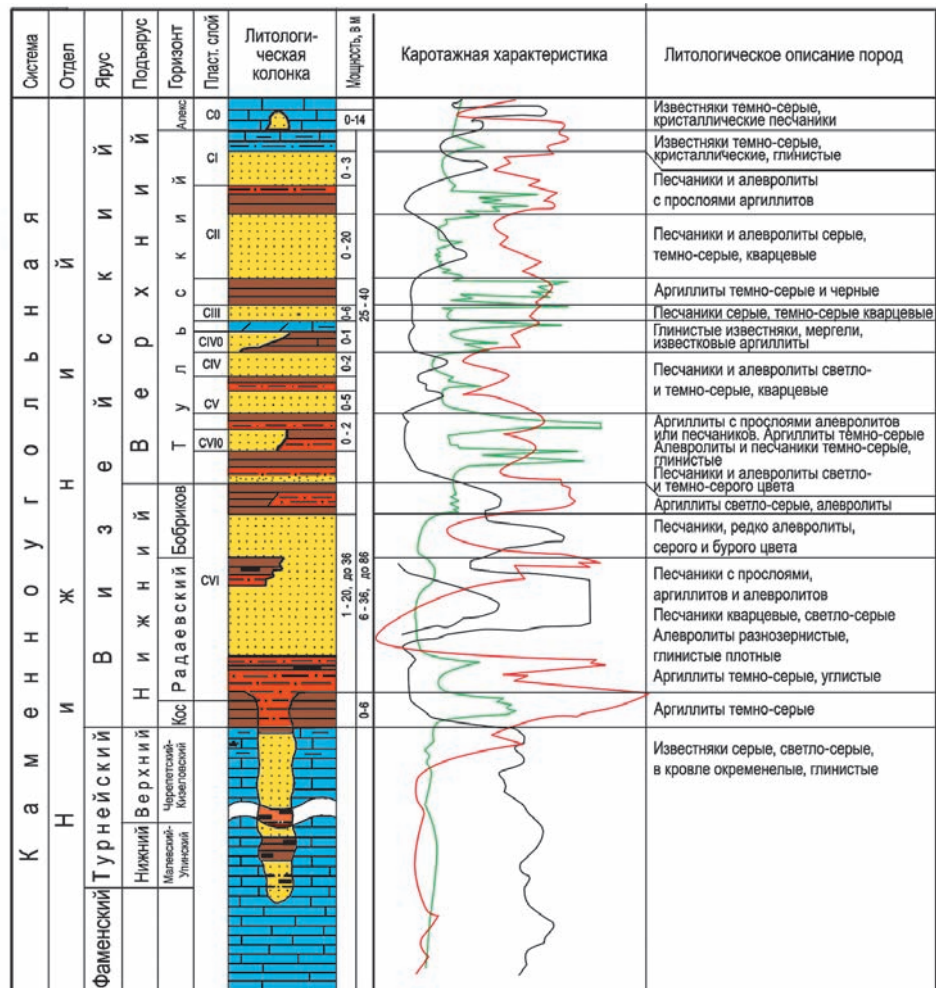


Рис.3. Разрез ТТНК.

раздельно в пласт СП, промежуточную пачку и пласт CVI (Лозин и др., 2008).

Достигнутые плотности сетки скважин по ТТНК на площадях месторождения, по всей вероятности, следует считать оптимальными. Известны результаты Ново-хазинского эксперимента по плотности сетки скважин. На Арланском месторождении проводились также эксперименты с задачей выявления связи между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей на Черлакском и Аки-неевском опытных участках. Результаты этих экспериментов легли в основу технико-технологической политики «Башнефти» в области выбора плотности сеток скважин и на Арланском, и на других Башкирских месторождениях. На рисунке 5 представлена статистическая связь между текущей плотностью сетки скважин и текущей нефтеотдачей по площадям ТТНК и по месторождению. Указанная связь прослеживается довольно слабо, поскольку плотности сеток относительно близки. Из ожидаемой закономерности «выпадает» Николо-Берёзовская площадь, геология которой хуже по сравнению с остальными площадями ТТНК. При общей оценке зависимостей, показанных на рис.5, можно заключить, что при примерно равных плотностях сетки скважин на величину КИН в макси-

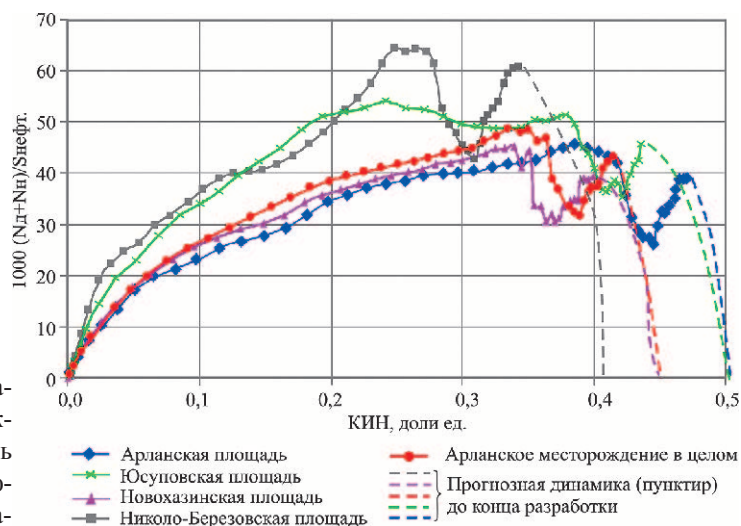


Рис. 5. Связь между плотностью сетки и нефтеотдачей.

мальной степени влияет геология объектов (для одной и той же вязкости нефти).

В Генеральной схеме разработки 1965 года не прослеживалась связь между плотностью сетки скважин и нефтеотдачей. В последующих проектных документах указанная связь учитывалась в свете получаемых результатов Ново-хазинского и других промышленных экспериментов по плотности сетки скважин. В Генсхеме запроектировано бурение 2952 добывающих, 1024 нагнетательных, 211 контрольных и 938 резервных скважин (всего 5125 ед). В конечном счёте это выразилось в плохом обоснованных значениях КИН и количестве скважин. В той же Генсхеме первоначально проектируемый КИН=0,55 был скорректирован до 0,42-0,45, но он не обеспечивался необходимым количеством скважин. При последующем проектировании суммарное количество скважин увеличивалось, а расчётные уровни добычи нефти имели меньшие значения.

В итоге пришли к удвоению числа скважин при проектном КИН=0,472.

Арланское месторождение явилось крупным полигоном испытания и опытно-промышленного внедрения новых технологий разработки и повышения нефтеотдачи. Кроме экспериментов по плотности сетки скважин в опытно-промышленном порядке проводилось испытание заводнения малоконцентрированными растворами неионогенных ПАВ, полимерного воздействия, влажного внутрипластового горения. На современном этапе испытываются и внедряются потокоотклоняющие технологии для повышения охвата пластов воздействием.

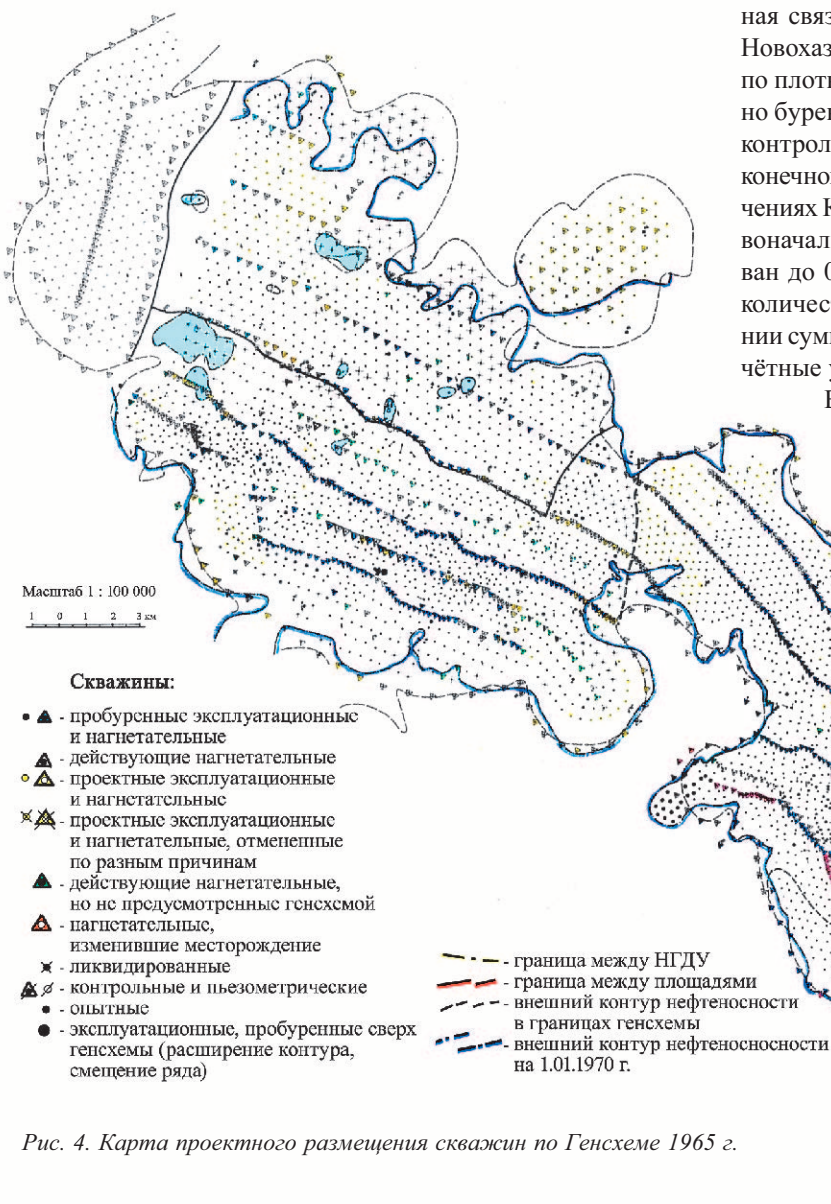


Рис. 4. Карта проектного размещения скважин по Генсхеме 1965 г.

Лабораторные исследования на двуслойной модели пласта подтверждают механизм действия потокоотклоняющих технологий как технологий, способствующих повышению коэффициента охвата воздействием. Опытно-промышленные испытания и внедрение технологий силикатно-щелочного воздействия (СЩВ), щёлочно-полимерного (ШПР), воздействия растворами на основе латексов (СТЛ или СТС), как и другие технологии, сопровождаются ГДИС, подтверждающими подключение новых интервалов продуктивного разреза в профиль отдачи после указанных воздействий. Испытано более 80 технологий. За более чем 20-летний период прошли отбор 15 технологий.

В настоящее время для условий ТТНК наиболее эффективными признаны 6 технологий: СЩВ, ШПР (ШПВ), СТЛ (СТС), КХА, ПСК и КОГОР (Ахматдинов и др., 2011). Выработаны критерии эффективного применения указанных технологий. Внедряется и совершенствуется модификация их реализации через КНС (БКНС). Потокоотклоняющие технологии согласно расчётам в последнем проектом документе способствуют общему приросту КИН до 2,0 пунктов (Ахматдинов и др., 2011). Наиболее технологичной модификацией является технология закачивания компаунд-смесей через КНС (БКНС).

Непрерывная оптимизация системы разработки ТТНК плюс создание рациональной системы разработки второго по величине запасов объекта разработки – карбонатной каширо-подольской толщи – сформировали современный этап в разработке Арланского нефтяного месторождения. В 2009-2011 гг. выполнен заметный объём геолого-технических мероприятий, способствующих интенсификации текущей добычи нефти (Табл. 2).

В результате 958 скважино-обработок получено 330,1 тыс. т дополнительной нефти, что составляет 10,0 % от суммарного прироста добычи нефти за указанные годы по компании «Башнефть».

Накапливающаяся геолого-промысловая информация свидетельствует, что модернизация известных технологий ИДН и МУН достигла своего «потолка». Вряд ли можно ожидать существенного прироста КИН при выработанности запасов нефти на 90 % и более при обводнённости, превышающей 91-95 %, в процессе дальнейшего усовер-

шенствования сегодняшних высокоэффективных технологий. Нужны технологии, обеспечивающие КИН на уровне коэффициента вытеснения.

Одной из таких технологий является технология вытеснения нефти растворами двуокиси углерода (CO₂).

Механизм воздействия CO₂ в пласте (CO₂-воздействие) по данным многих исследователей описывается следующим образом. В направлении вытеснения в пористо-проницаемой среде однофазная двуокись углерода растворяется и в нефти, и в воде. Процесс протекает до создания области полного взаимного растворения нефти и CO₂. Оторочка CO₂ + нефть (single phase – единая фаза) смешивающегося вытеснения обеспечивает по существу полное вытеснение нефти из пористой среды **независимо от стадии разработки**.

В США процесс CO₂-воздействия по данным Шлюмберге реализован на многих месторождениях в 15 штатах (по состоянию на 2006 год). Реализованы проекты с закачиванием двуокиси углерода из природных месторождений этого флюида и со строительством трубопроводов длиной до 2,0 тыс.км и более, по которым жидкая CO₂ перекачивается от промышленных источников двуокиси углерода до нефтяных месторождений.

Показательным примером успешной и высокоэффективной реализации CO₂-воздействия является нефтяное месторождение Вейборн (Weyburn) в Канаде (Рис. 6). На предыдущих этапах это месторождение с НИЗ= 160,0 млн.т. нефти эксплуатировалось системой вертикальных скважин(синяя область графика на рис. 6), затем дорабатывалось наклонно-направленными скважинами (красная область), горизонтальными скважинами (жёлтая область) и на современной стадии – при CO₂-воздействии (голубая область). Текущие результаты воздействия позволяют авторам этого метода ожидать приращения НИЗ на 40-45 млн т, что около 25 % первоначальных суммарных извлекаемых запасов. Для организации CO₂-воздействия потребовалось проложить трубопровод длиной около 2,0 тыс.км от предприятия, где синтезируется CO₂ в штате Северная Дакота (США), через границу с Канадой до месторождения Weyburn. По трубопроводу ежедневно прокачивается 2,7 млн м³ в сутки жидкой CO₂.

ГТМ	2009		2010		2011		Всего за 2009-2011 гг.	
	Объём внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Объём внедрения скв.обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Объём внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т	Объём внедрения скв. обр.	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
кислотные обработки (СКО, ГКО и др.)	44	6,5	49	11,3	57	20,0	150	37,8
ОПЗ (прочими хим. реагентами)	45	9,3	16	3,7	2	2,6	63	15,6
Повторная перфорация имеющегося интервала пласта	51	10,6	54	19,5	39	12,9	144	43,0
МУН	175	83,5	172	62,1	125	68,0	472	213,6
РИР пласта	54	10,4	54	6,9	21	2,8	129	20,1
Итого	369	120,3	345	103,5	244	106,3	958	330,1

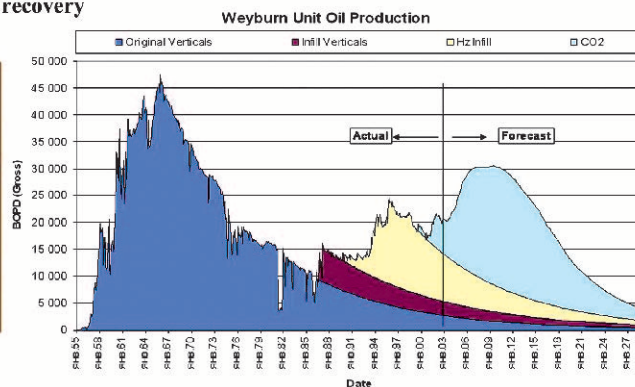
Табл. 2. Динамика и эффективность ГТМ по Арланскому месторождению.

Weyburn Field

- CO₂ from synfuels plant (N. Dakota /USA)
- Piped across border (2.7 Mm³/day)
- CO₂ enhanced oil recovery / sequestration
- 344 MBbl → 466 MBbl, enhanced oil recovery



Рис. 6. Результаты внедрения CO₂ – воздействия на месторождение Weyburn (K.Bennaceur, Schlumberger, 2006).



Проекты, подобные описанному, реализованы по состоянию на 2006 год (данные Kamel Bennaceur, Schlumberger) в США в 15 штатах, и их количество продолжает расти. CO₂-воздействие – очень дорогой процесс, требующий исключения возможности углекислотной коррозии, которая лавинообразно возникает и распространяется при малейшем контакте CO₂ и воды. Необходимо легированное промышленное оборудование, трубы, насосы и запорные и регулирующие устройства. В БашНИПИнефти в 70-80-х гг. прошлого столетия выполнены лабораторные исследования, подтвердившие высокую нефтевытесняющую способность двуокиси углерода, и испытания на специальном полигоне в НГДУ «Туймазанефть» трубопроводов диаметром 100, 150 и 300 мм. Кроме того, трубопроводы были оснащены специальным запорным и регулирующим оборудованием для опытных испытаний его «живучести» в условиях нагнетания жидкой CO₂. Испытывались также образцы блочных насосных установок по перекачке жидкой углекислоты разной производительности на давление до 20,0 МПа (Лозин, 1987). Полигонные испытания доказали возможность технического обеспечения процесса нагнетания и перекачки жидкой CO₂ в промышленных условиях.

Расчеты, выполненные автором, показали, что для условий ТТНК Арланского нефтяного месторождения при реализации CO₂-воздействия можно получить не менее 200,0 млн.т. дополнительной нефти. Проект при этом условии экономически рентабелен.

Выводы

1. Два уникальных и семь крупных нефтяных месторождений из 170 разрабатываемых играли определяющую роль в добыче нефти компанией «Башнефть». Доля указанных 9-ти месторождений после 1950 г. достигла 96 %, в течение 18 лет (1950-1968 гг.) составляла 96-90 % и постепенно снизилась до нынешних 47 %. Добыча нефти из уникального Арланского месторождения составляет в настоящее время 30 % суммарной текущей добычи компании.

2. В статье на примере Арланского нефтяного месторождения показаны проектирование и реализация научно обоснованных принципов разработки месторождений нефти и газа в истории отечественной нефтедобывающей отрасли.

мазовязкими и вязкими нефтями, что следует признать несомненным достижением.

4. Опыт разработки и проведенные исследования диктуют необходимость изыскивать новейшие решения для оптимизации процесса нефтеизвлечения, в том числе с помощью геолого-математического моделирования. Одним из стратегических решений является CO₂-воздействие, которое способно как четвертичный МУН обеспечить конечную нефтеотдачу на уровне коэффициента вытеснения на любой стадии разработки.

Литература

Ахматдинов Ф.Н., Лозин Е.В., Курмакаева С.А. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий на Арланском месторождении. *Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородного сырья*. Казань: ФЭН. 2011. 65-70.

Лозин Е.В. Эффективность доработки нефтяных месторождений. Уфа: Башкиргоиздат. 1987. 152.

Лозин Е.В., Шувалов А.В. и др. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений в завершающей стадии. *Вестник ЦКР Роснедра*. 2008. №1. 19-29.

E.V. Lozin. Development keynote and further development prospects of the large oil fields in Bashkortostan.

Due to the fact of defining role of two unique and 7 large oil fields summarized oil production in the «Bashneft», principles of their efficient development on the example of Arlansky oil field are generalized. Terrigenous stratum of the Lower Carboniferous stage, which is the main object for Arlansky oil field, contains high viscous oil. Consideration is given to CO₂ exposure implementation perspectives.

Key words: unique and large oil fields, development principles, enhanced oil recovery methods, CO₂ exposure.

Евгений Валентинович Лозин

Советник по геологии и разработке месторождений ООО «БашНИПИнефть», д.геол.-мин.н., профессор, академик РАН.

450006, Республика Башкортостан, Уфа, ул. Ленина, 86/1. Тел. (3472) 62-42-67.

УДК: 622.24(470.41)

Н.Ф. Гумаров, Р.М. Миннуллин, Р.Р. Фасхутдинов
 НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», Альметьевск
 geol_an@tatneft.ru

О ДАЛЬНЕЙШЕМ РАЗВИТИИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ОБЪЕКТАХ РАЗРАБОТКИ НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

Приведены выполненные объёмы применения горизонтальных технологий при строительстве скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Изложена информация по ряду примеров применения горизонтальных технологий на турнейские и бобринские отложения. Представлена сравнительная оценка полученных дебитов по «зарезкам» боковых стволов и горизонтальных боковых стволов, а также положительные аспекты при использовании геофизических приборов при проводке горизонтальных стволов. Изложены планы на перспективу.

Ключевые слова: залежи нефти, проект, вовлечение в разработку, горизонтальные и многозабойные скважины, боковые горизонтальные стволы, дебиты новых скважин, нефтеизвлечение, длина горизонтального ствола, коэффициент продуктивности.

Одним из наиболее перспективных направлений по вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти являются горизонтальные технологии бурения скважин. Горизонтальные технологии, применяемые на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть», можно разделить на три основные группы:

1. Бурение скважин с горизонтальным окончанием, проводимым в толще продуктивных отложений бобринского горизонта и турнейского яруса;
2. Бурение многозабойных (многоствольных) скважин с горизонтальными окончаниями, проводимыми в толще продуктивных отложений турнейского яруса;
3. Бурение (зарезка) боковых горизонтальных стволов из основного ствола скважин малоэффективного пробуренного фонда на бобринский горизонт и турнейский ярус.

Активные работы по вовлечению в полноценную разработку отдельных целостных участков со слабодренлируемыми запасами залежей верхних горизонтов с применением горизонтальных технологий были возобновлены в НГДУ «Альметьевнефть» в 2006 году. Объёмы применения горизонтальных технологий за 2006-2012 гг. приведены на рис. 1. Среди последних реализованных проектов можно выделить четыре участка (проекта).

1. Бурение горизонтальных скважин под село Урсаево в 2006 году.

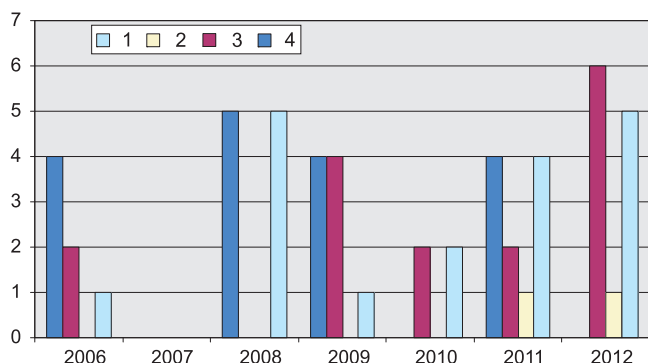


Рис. 1. 1 – Боковые горизонтальные стволы; 2 – Горизонтальные скважины малого диаметра; 3 – Двухзабойные горизонтальные скважины; 4 – Горизонтальные скважины

Согласно проекту на едином участке пробурены 5 скважин, в том числе на турнейский ярус три скважины (2 многозабойные (МЗС) и 1 горизонтальная скважина (ГС)) и две ГС на бобринские отложения (Рис. 2).

Начальный среднесуточный дебит по турнейским скважинам составлял 9,5 т/сут, по бобринским 12 т/сут. Средний дебит с начала эксплуатации по турнейским скважинам составлял 6,3 т/сут, по бобринским 9,8 т/сут.

На скважинах турнейского яруса в связи со снижением текущих дебитов против первоначальных запланировано проведение целенаправлен-

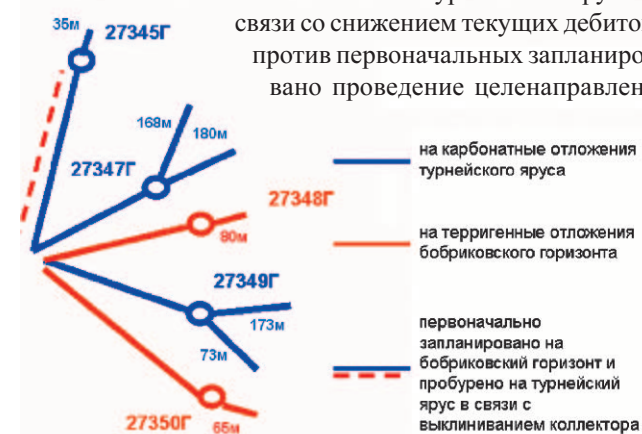
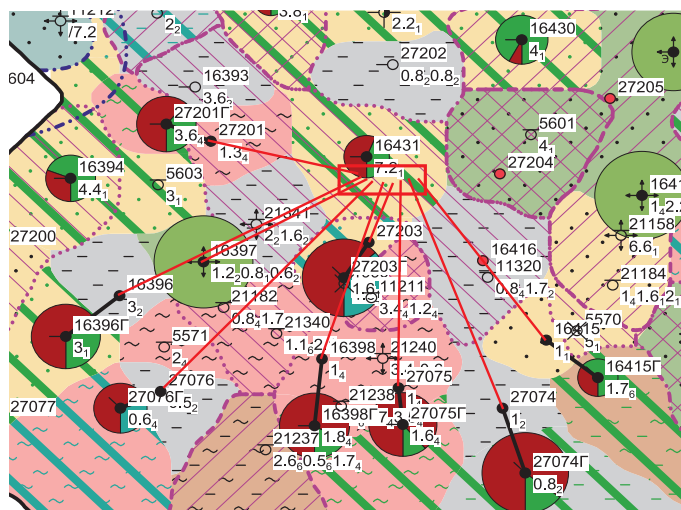


Рис. 2.



ных обраток призабойных зон (ОПЗ).

2. Разбуривание участка залежи №8 горизонтальными стволами в 2008-2009 гг. – наиболее успешный проект по своим текущим показателям.

На данном участке в период 2003-2007 гг. с куста ГИБДД силами Альметьевского УБР были пробурены восемь наклонно-направленных скважин на кыновские и пашийские отложения под г. Альметьевск. В результате бурения девонских скважин были уточнены границы коллекторов и соответствующие им запасы по бобриковским отложениям залежи № 8.

Для повышения эффективности процессов нефтеизвлечения на данном участке и увеличения охвата дренированием меньшим количеством пробуренных скважин было принято решение о строительстве горизонтальных скважин. Данный проект включил в себя бурение 8 добывающих ГС. Для организации условий для поддержания пластового давления на участке пробурены две нагнетательные скважины (Рис. 3). Средний текущий дебит по пробуренным скважинам составляет более 25 т/сут (Фасхутдинов и др., 2010).

Данные добывающие скважины отличаются от обычных вертикальных или наклонно-направленных не только горизонтальным стволом, но и конструктивной особенностью, которая заключается в обсаживании продуктив-

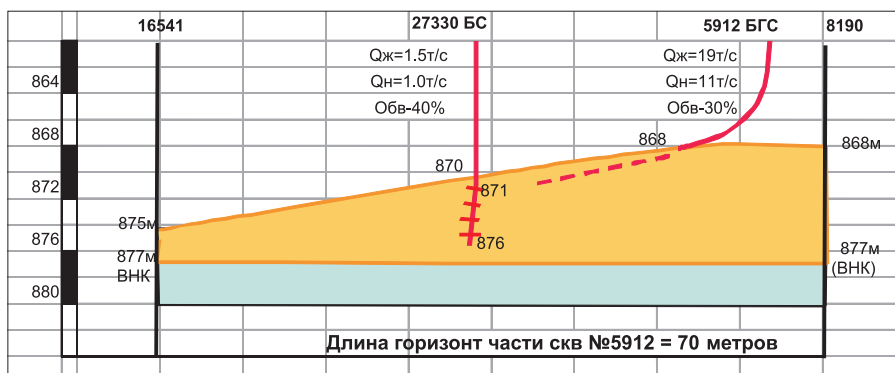


Рис. 6. Геологический профиль по линии скважин №№ 16541-27330-5912-8190.

ного интервала нецементируемым щелевым фильтром. Вскрытие продуктивного горизонта горизонтальным стволом протяжённостью 120-210 м производится с применением водного раствора ПАВ удельным весом 1,02 г/см³. Для сравнения средняя продуктивность скважин вскрывших бобриковские отложения вертикально традиционным методом с обсаживанием эксплуатационной колонной с последующим цементацией на данном участке составляет 1,6 м³/сут*атм, а горизонтальным стволом, обсаженным нецементируемым щелевым фильтром, – 4,72.

3. Разбуривание участка залежи № 224 (3 МЗС) в 2009 г.

В 2009 году на залежи № 224 успешно реализовано бурение 3-х многозабойных скважин на турнейский ярус. Каждая скважина имеет по два горизонтальных ствола, средняя длина которых составляет 130 м (Рис. 4) (Гумаров и др., 2011). Средний текущий дебит составляет более 10 т/сут.

В 2010 году на следующем участке залежи № 224 в районе скважины № 5741 с целью вовлечения в разработку слабодренируемых запасов нефти приступили к строительству другой группы скважин с применением горизонтальных технологий. Было запланировано бурение 4 МЗС, 4 ГС и одной вертикальной нагнетательной скважины. На сегодняшний день данный проект полностью реализован. Средняя длина ГС – 73,4 м. Средняя длина ГС по МЗС – 135,3 м (Рис. 5). Сред-

ний дебит с начала эксплуатации по данным скважинам составляет 8,2 т/сут.

Ещё одним участком применения горизонтальной технологии является куст КПД. При бурении девонских скважин были выявлены запасы нефти по бобриковскому горизонту. После завершения бурения 12-ти девонских скважин были построены структур-

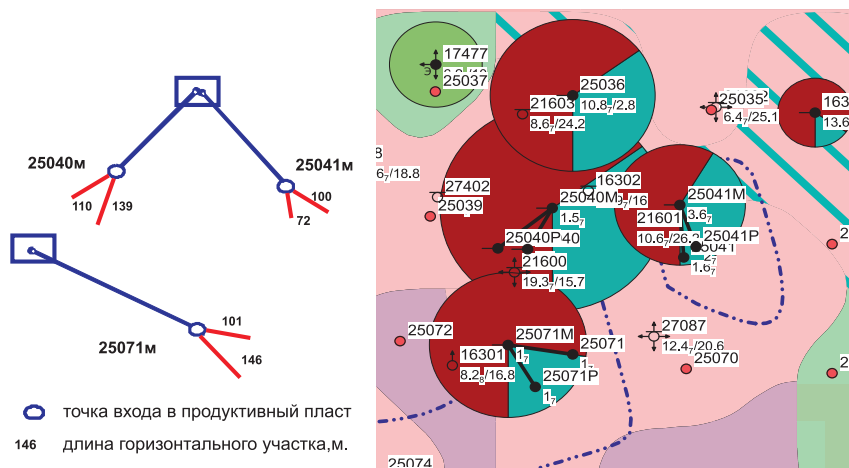


Рис. 4. Участок разбуривания куста на участке залежи № 224 в районе скв. №16302.

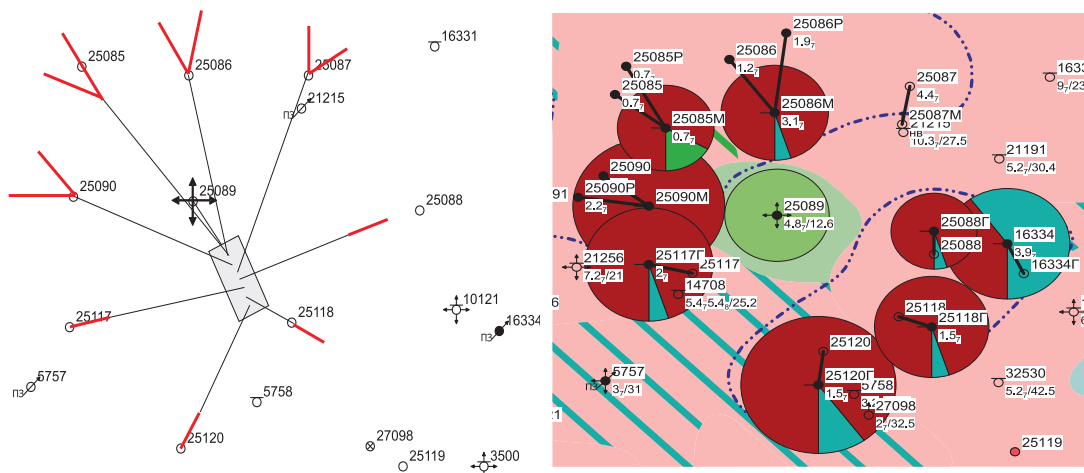


Рис. 5. Участок разбуривания куста на участке залежи № 224 в районе скв. № 5741.

ная карта участка и карта нефтенасыщен- ных величин. Было установлено, что прак- тически под площадкой бурения распо- ложена купольная часть участка залежи. Извлекаемые запасы составили до 100 тыс.т нефти.

С целью организации выработки запас- сов данного участка в феврале 2009 г. за- вершено строительство и запущена гори- зонтальная скважина № 27259Г с текущим дебитом по нефти более 13 т/сут (Гумаров и др., 2010).

В процессе разработки происходит ес- тественное замещение нефти закачиваем- кой водой. Возникает ситуация, когда сква- жина технически ещё не выработала свой ресурс, а запасы нефти по эксплуатацион- ному участку отобраны.

Поэтому одной из задач, решаемых «за- резкой» боковых стволов, наряду с восстано- влением до- бычи из бездействующих и аварийных скважин, является его же восстановление из ранее обводнённого фонда сква- жин. Наибольший эффект при решении этой задачи на месторождениях ОАО «Татнефть» получен от примене- ния горизонтальной технологии по терригенным коллек- торам, в том числе по отложениям бобриковского гори- зонта. На сегодняшний день в НГДУ «Альметьевнефть» реализовано 17 подобных проектов на бобриковско-рада-

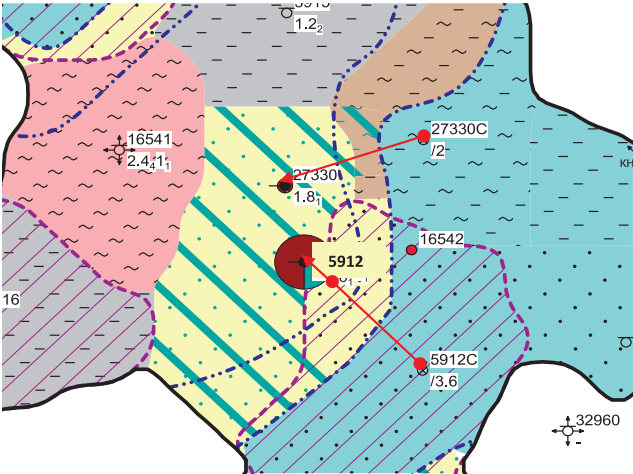


Рис. 7. Участок «зарезок» БС и БГС на участке залежи № 8.

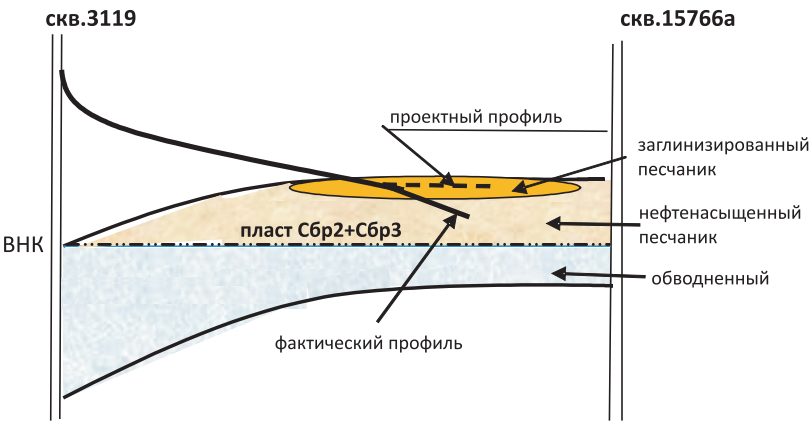


Рис. 8. Участок «зарезки» БГС на участке залежи №5.

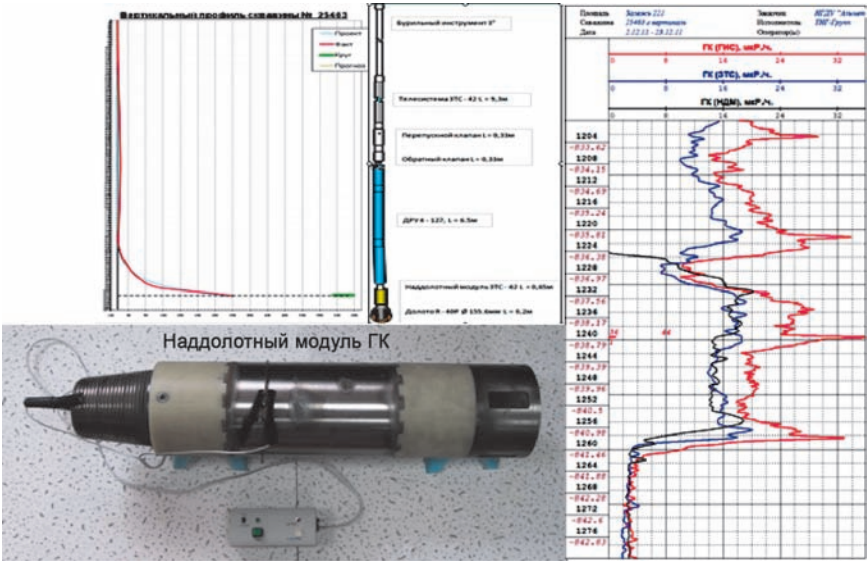


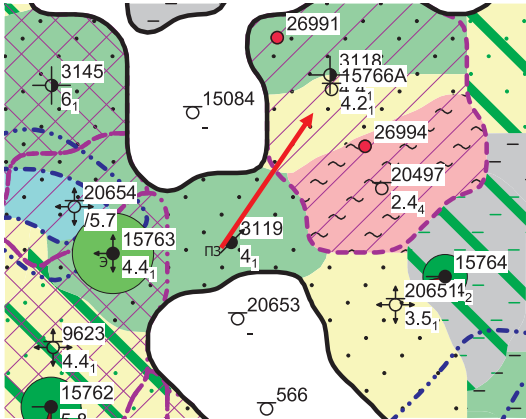
Рис. 9. Каротажный материал, передаваемый посредством наддолотного модуля ГК.

евский и турнейский горизонты. Средний текущий дебит нефти по этим скважинам составляет 8,5 т/сут при сред- ней обводнённости 43 %. Дополнительная добыча за счёт бурения боковых горизонтальных скважин (БГС) соста- вила 179 тыс.т. Посредством бурения БГС достигается вов- лечение в разработку недренируемых, изолированных зап- асов нефти на участках залежей с послойной и зональ- ной неоднородностью.

Сравнительная оценка эффективности бурения БГС по- казывает их преимущество по приросту дебитов нефти относительно наклонно-направленных боковых стволов (БС), более чем в 1,5 раза.

Строительство новых наклонно-направленных скважин на отдельных участках залежей бобриковского горизонта для уплотнения сетки скважин связано со значительным риском попадания в зону низкопроницаемых коллекторов или зоны выклиниваний пласта. Поэтому предпочтение отдается бурению боковых горизонтальных стволов, в ко- торых вероятность вскрытия более проницаемых и нефте- носных участков значительно увеличивается.

Приведём ряд показательных примеров для сравнения эффективности бурения БС и БГС (Таблица). На одном участке залежи № 8 на бобриковские отложения были про- бурены боковые стволы по скважинам № 27330 – боковой наклонно-направленный ствол и №5212 – боковой гори-



Годы	БС			БГС		
	Кол-во добыч. скв.	Средний прирост Qн, т/сут		Кол-во добыч. скв.	Средний прирост Qн, т/сут	
		Первоначал. после ГТМ	Текущий		Первоначал. после ГТМ	Текущий
1996–2011 гг	71	4,7	4,2	18	7,8	6,7

Таблица.

зонтальный ствол длиной 70 метров (Рис. 7). Достигнутые дебиты свидетельствуют о более высокой эффективности бурения горизонтальных стволов (Фахруллин и др., 2010). Забои скважин были смещены в нефтеносную зону участка залежи. Горизонтальный ствол скважины № 5912 в продуктивном интервале обсажен цементируемым щелевым фильтром.

Вторым примером в этом отношении является скважина № 3119 залежи № 5, которая была пробурена на отложения пашийского горизонта Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. В 1974 году она была переведена на вышезалегающий бобриковский объект эксплуатации и находилась в пьезометрическом фонде.

При «зарезке» бокового горизонтального ствола на данной скважине задача проекта заключалась в значительном смещении забоя скважины к купольной части незначительного структурного поднятия залежи (смещение на забой составило 437 м) (Рис. 8).

После мероприятия скважина № 3119 работает с дебитом по нефти 8 т/сут при обводнённости 40 %.

Достижению приемлемых приростов добычи способствовало и развитие новых технологий, в том числе и применение геофизических приборов в процессе проводки ствола скважины.

При проведении горизонтальных стволов значимо определение положения кровли, подошвы и водонефтяного контакта продуктивного пласта в пространстве и прослеживание от них расстояния до горизонтальной части ствола. Кроме того, для своевременного решения технологических задач бурения нужно определять и пространственное положение характерных пластов, расположенных выше продуктивного пласта: для турнейских или бобриковских отложений, необходимо проследить положение ствола скважины, начиная с тульских отложений или выше.

В настоящее время при бурении горизонтальных стволов широко используется технология геонавигации, посредством наддолотного автономного модуля гамма-каротажа, с последующей передачей информации службам непосредственно сопровождающим проводку ствола.

Постоянное сопровождение данных ГТИ и наддолотного модуля позволяет геологической службе Заказчика без применения привязочного каротажа принимать соответствующие управленческие решения (Рис. 9).

В процессе бурения горизонтальной скважины №25463 была организована передача данных со скважины по двум каналам: через станцию ГТИ в информационный центр НГДУ «Альметьевнефть» и информационный портал ООО «ТНГ-Групп» для всех геологических служб, сопровождающих бурение, который позволяет производить мониторинг в режиме реального времени для специалистов с соответствующим допуском.

Опыт применения горизонтальных технологий при разработке залежей нефти свидетельствует о её высокой эф-

фективности. Объёмы её применения на объектах разработки в ближайшей перспективе будут увеличиваться за счёт освоения и включения в дальнейшие инвестиционные программы по бурению новые горизонтальные

скважины на пашийские и кыновские отложения и горизонтальные скважины малого диаметра на турнейские и бобриковские отложения.

Литература

Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М., Ганиев Б.Г. Применение горизонтального бурения на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья»*. Казань, Издательство «ФЭН», Академия наук РТ. 2011. 139-143.

Гумаров Н.Ф., Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г., Гарипова Э.Н. «О результатах применения горизонтальных технологий и бурения скважин малым диаметром на залежах НГДУ «Альметьевнефть». *Мат-лы между. науч.-практ. конф.: «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа»*. Казань, Издательство «ФЭН», Академия наук РТ. 2010. 101-103.

Фасхутдинов Р.Р., Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М. О результатах применения горизонтальных технологий на объектах НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. док-ов науч.-практ. конф., посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть»: «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан»*. Ч.1. Типография ООО «Офис-Трейд». Набережные Челны. 2010. 136-138.

Фахруллин Р.А., Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М. Опыт применения технологий зарезок БС, БГС в НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. док-ов науч.-практ. конф.: «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан»*. Ч.2. Типография ООО «Офис-Трейд». Набережные Челны. 2010. 67-69.

N.F. Gumarov, R.M. Minnullin, R.R. Fashutdinov. **Further development of horizontal technologies application on the development objects of the Almeteyevneft Oil and Gas Production Department.**

Executed volume of horizontal technologies application at well construction on the development objects of the Almeteyevneft Oil and Gas Production Department is given. Information on a number of examples of horizontal technologies application on Tornaisian and Bobrikovsky deposits is stated. Here is represented comparative appraisal of flow rates obtained by offshoot and horizontal offshoot kickoff, as well as positive aspects when using geophysical instruments for horizontal wellbores installation. Long term plans are outlined.

Key words: oil reserves, project, horizontal and horizontally-branched holes, offshoot and horizontal offshoot kickoff, flow rate.

Нафис Фаритович Гумаров

Главный геолог – заместитель начальника управления
Тел.: (8553)319-746

Рашид Марданович Миннуллин

Начальник геологического отдела
Тел.: (8553)319-716

Руслан Рустямович Фасхутдинов

Ведущий геолог геологического отдела
Тел.: (8553)319-726

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

НЕФТЯНЫЕ ДИСПЕРСНЫЕ СИСТЕМЫ: «МЯГКОСТЬ», НАНОСТРУКТУРА, ИЕРАРХИЯ, ФАЗОВОЕ ПОВЕДЕНИЕ

Multum in Parvo (lat.) – «Многое в малом»

В этой статье изложен итог размышлений Рустэма Загидулловича Сюняева, достойного сына своего отца, о дальнейшем направлении развития теории и практики нефтяных дисперсных систем (НДС). Максимально полно сохранен его неповторимый авторский стиль. Как соавтор и сестра, могу сказать, что эта статья своего рода манифест, в котором изложены основные направления будущего развития теории и практики НДС.

Ключевые слова: нефтяные дисперсные системы, «мягкие материалы», нефтяная промышленность.

Современные нефтяные технологии требуют максимально полной и точной информации о нефтяных дисперсных системах (НДС). Описание строения и структуры НДС необходимо проводить с точки зрения современных физических концепций как о наноструктурах, эволюционирующих в открытых системах.

Нобелевский лауреат Ж.-П. де Жен дал многофазным гетерогенным средам, частично упорядоченным средам, сложным или комплексным материалам (метаматериалам, созданных человеком) название «мягкие материалы». Существует значительная корреляция между свойствами «мягких» материалов на микро-, мезо- и макроуровнях их организации. Разнообразие структурных элементов и наличие спектра величин межмолекулярных взаимодействий обуславливают морфологическое разнообразие надмолекулярных структур на всех масштабах. Эти процессы получили название самосборки и самоорганизации и они являются ключевыми моментами, определяющими основы нанохимии – физической химии межмолекулярных взаимодействий, созданной Ж.-М. Леном.

Открытость систем подразумевает возможность формирования пространственно-временных структур. Это синергетический подход, разработанный блестящим физико-химиком, нобелевским лауреатом И. Пригожиным. Состояние «мягких» объектов определяется стремлением систем к упорядочению под действием сил межмолекулярных взаимодействий (притяжения) и разупорядочующего фактора – стремлением любой системы к дезинтеграции, хаосу, распаду. Вот эта конкуренция порядка и хаоса и определяет состояние «мягких» объектов.

Вне всякого сомнения, нефтяные системы относятся к объектам «мягкого состояния». Межмолекулярные силы приводят к значительному разнообразию надмолекулярных структур (сложных структурных единиц ССЕ) в НДС. В технологическом процессе происходят фазовые превращения, что приводит к нелинейному экстремальному изменению физико-химических и технологических параметров. Внешние воздействия становятся управляющими параметрами, что позволяет регулировать выход и качество нефтепродуктов. Основы направления были изложены Сюняевым З.И с соавторами в монографии в «Нефтяные дисперсные системы», изданной в 1991 г. В 2007 году вышла книга «Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем и нефтегазовые технологии», в которой представлены результаты работ исследователей из 13 стран.

Вопросы строения НДС ежегодно обсуждаются на кон-

ференции «Фазовое поведение нефти и отложения» (“Petroleum Phase Behavior and Fouling”), впервые проведенной в 1999 году в США. В России накоплен огромный объем информации по основным регулярным темам конференции: высокомолекулярные компоненты нефти – асфальтены, смолы, парафины, водонефтяные эмульсии, тяжелые нефти и битумы, механизмы формирования отложений, сохранение стабильности потоков (Flow Assurance).

За рубежом это научное направление получило название **петролеомика** по аналогии с геномикой. Строение нефтяных компонентов и потенциалы их взаимодействия определяют реакционную активность нефтяной системы. Фраза нобелевского лауреата Ф. Крика, открывшего ДНК, – «хотите знать функцию, изучайте строение» абсолютно уместна для построения концепции многообразного мира нефтяных нано- и микрообъектов. В итоге таких фазовых превращений изменяются свойства на макроуровне. Причиной невысокой эффективности ряда нефтяных технологий является игнорирование многокомпонентности и гетерогенности самих НДС, различий в структуре, строении, свойствах молекул компонентов.

Фазовое состояние и дисперсная структура нефтяных систем являются определяющими факторами в процессах нефтяной технологии на всех этапах, включая добычу, транспортировку и переработку нефти и использование конечных продуктов. При целенаправленном изменении внешних воздействий появляется возможность регулирования степени дисперсности, параметров фазовых переходов и макроскопических, технологически важных характеристик.

В соответствии с обобщенными принципами химической кибернетики, распространяющимися и на процессы нефтяной индустрии, технологический процесс рассматривается как передача и закрепление в материале информации, которая и определяет комплекс его свойств. Носителем информации является структура исходного материала. В замкнутом технологическом цикле: $I = E = \text{const}$, где I – уровень информации, заложенный в исходном сырье, а E – энергетические затраты на технологической стадии. Чем больше информации заложено в исходном сырье, тем меньше необходимо затратить энергии для достижения необходимого уровня конечных свойств. В данном случае информация – это наши знания об эволюции НДС в процессе воздействия внешних факторов. Многие способы химического модифицирования свойств НДС, имеющие сегодня практическое применение, отойдут в прошлое в связи с тем, что мало изучено воздействие физико-хими-

УДК: 622.276.6

Ш.Х. Султанов¹, Ю.А. Котенев¹, В.Е. Андреев², А.П. Стабинскас³, И.В. Грехов⁴¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, ssultanov@mail.ru²Институт нефтегазовых технологий и новых материалов Академии наук Республики Башкортостан, Уфа, ifanegr@anrb.ru³ОАО «Газпром нефть», Москва⁴ОАО «АНК Башнефть», Уфа

ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СТРАТЕГИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НЕФТИ

В статье предложены основные направления геоинформационной стратегии планирования методов воздействия на пласт при освоении месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти, включающие дифференциацию запасов нефти на активные и трудноизвлекаемые и рекомендации по применению и анализу методов воздействия на продуктивный пласт.

Ключевые слова: месторождение, трудноизвлекаемые запасы, методы повышения нефтеотдачи.

Значительная степень выработки высокопродуктивных месторождений, находящихся в длительной эксплуатации, открытие месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ) нефти, связанных с низкопроницаемыми и малотолщинными коллекторами, нефтями высокой вязкости, залежами с обширными подгазовыми и водоплавающими зонами, приводит к ухудшению качественного состояния сырьевой базы нефтедобывающей промышленности. В создавшейся ситуации поддержание и увеличение уровней добычи нефти возможно за счет оптимизации и совершенствования систем разработки, выбора метода увеличения нефтеотдачи (МУН). Для решения задач по эффективной выработке трудноизвлекаемых запасов требуется разработка геоинформационной стратегии, которая базируется на интегрированной метотехнологии (Лукиянов и др., 2008; Шпильман, Деревягин, 2007) освоения ТриЗ нефти, включающей:

- методологическую основу технологии – применение принципов системного геотехнологического анализа и прогнозирования;
- информационную базу – банк технологий повышения нефтеотдачи, интенсификации добычи и снижения обводненности продукции, программные комплексы дизайна технологических параметров процессов нефтеизвлечения;

– технологическую и реагентную базу – комплекс адресных технологий освоения ТриЗ с использованием гидродинамического, газового, физико-химического, термического, микробиологического и комплексного воздействия на пласт.

Основные направления геоинформационной стратегии планирования методов воздействия на пласт при освоении ТриЗ заключаются в следующем:

- создание научных основ применения комплексных технологий освоения ТриЗ (физическое, математическое и геолого-статистическое моделирование процессов нефтеизвлечения с применением новых реагентов);
- геоинформационное обеспечение технологий (структурирование запасов, геолого-гидродинамическое моделирование и проектирование разработки объектов, картирование геолого-геофизических и технологических параметров и запасов, обоснование и прогноз эффективности МУН, технико-экономический анализ сценариев воздействия);
- создание комплексных гибких технологий освоения ТриЗ комплексное геолого-технологическое, инженерно-техническое и экологическое сопровождение применения технологий; проведение ОПР и разработка рекомендаций по широкому применению МУН; промышленное внедрение технологий на месторождениях нефтяных компаний.

Окончание статьи Сюняева Р.З., Сафиевой Р.З. «Нефтяные дисперсные системы: «мягкость», наноструктура, иерархия, фазовое поведение»

ческих полей на структуру и свойства НДС в области мягкого состояния. Одним из таких перспективных способов является воздействие электромагнитных полей на лабильную структуру НДС, а следовательно, и свойства.

Единый интегрированный подход, основанный на анализе и управлении нано- и микроструктурой «мягких» нефтяных дисперсий открывает возможности регулирования свойств промежуточных и конечных продуктов в технологической цепочке нефтяной промышленности.

further tendency of the oil dispersed systems theory and practice. Inimitable author's style is saved to the extent possible. As a co-author and sister, I can say, that this article is a sort of manifesto, in which main directions of future development of the oil dispersed systems theory and practice are represented.

Key words: oil dispersed systems, petroleum industry.

Фарит Акрамович Аззамов

доктор технических наук, профессор кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин».

Уфимский государственный нефтяной технический университет. 450062, Башкортостан, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1. Тел.: (342)-242-09-34.

R.Z. Syunyaev, R.Z. Safieva. **Oil dispersed systems: «softness», nanostructure, hierarchy, phasic behavior.**

The present article is concerned with summary of thoughts of Sunayev Rustem Zagidullovich, dignified son of his father, regarding

Системный геотехнологический анализ разработки нефтяных месторождений предполагает дифференциацию запасов нефти на активные и трудноизвлекаемые; классификацию продуктивных отложений по наиболее значимым и информативным факторам с использованием современных подходов и методов обработки информации; детальный геолого-технологический анализ, который включает уточнение геологического строения с созданием моделей залежей, обобщение опыта разработки соседних или аналогичных продуктивных пластов, гидродинамическое моделирование, обоснование оптимальной (с учетом экономических и экологических условий) системы и технологии разработки продуктивных объектов.

Использование комплексного подхода на всех этапах разработки месторождений позволяет вовлечь в активную разработку дополнительные ресурсы нефти, стабилизировать добычу нефти в регионе без существенного увеличения затратных статей, снизить степень техногенного воздействия на окружающую среду.

Вопросы структурирования и дифференциации запасов на активные и трудноизвлекаемые возник с начавшимся снижением добычи нефти в 70-х гг. прошлого столетия.

Согласно классификации ВНИИнефть к месторождениям с ТриЗ нефти относятся месторождения, содержащие нефти с вязкостью более 30 мПа·с, с проницаемостью коллектора менее 0,05 мкм² и с нефтенасыщенной толщиной менее 1,5 м. В работе (Абызбаев и др., 1994) выделены критерии ТриЗ для геологических условий нефтяных месторождений Башкортостана. В качестве таких критериев выделения ТриЗ приняты: для терригенных коллекторов – вязкость нефти более 50 мПа·с, проницаемость коллектора менее 0,2 мкм² и нефтенасыщенная толщина до 2 м; для карбонатных коллекторов – вязкость нефти более 50 мПа·с и проницаемость коллектора менее 0,05 мкм². Примечательным классификации ТриЗ, предлагаемые Э.М. Халимовым, Н.Н. Лисовским (2005), является в данной классификации, кроме группы геолого-физических условий выделения ТриЗ (вязкость > 30 мПа·с, проницаемость < 0,03 мкм², пористость < 8 %, нефтенасыщенность < 55 %, нефтенасыщенная толщина для терригенных и карбонатных коллекторов соответственно ≤ 2 и ≤ 4 м и др.) представлена «технологическая» группа, где критерием отнесения к ТриЗ является показатель выработанности (истощенность) запасов нефти, составляющий более 70 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Выполненный анализ структуры запасов нефти по 387 месторождениям, используя классификацию предложенную Э.М. Халимовым, Н.Н. Лисовским, позволил отметить следующее (Таблица): доля трудноизвлекаемых запасов по терригенным коллекторам в крупных геоструктурных элементах составляет около 50 %, а на некоторых 100 %. В карбонатных коллекторах минимальное значение доли ТриЗ выявлено в Юрюзано-Сылвенской депрессии, которое равно 65 % от начальных геологических запасов. Преобладающее большинство трудноизвлекаемых запасов это продуктивные пласты, характеризующиеся малой нефтенасыщенной толщиной, содержащие нефть высокой вязкости, низкопроницаемые, либо выработанные более чем на 70 %. Рост доли трудноизвлекаемых запасов для залежей Урало-Поволжья составляет не менее 44 %. Трудноизвлекаемые запасы содержатся во всех стратиграфических

комплексах, по этой причине и их освоенность также различна. Таким образом, анализ структуры трудноизвлекаемых запасов показал, что при использовании критериев оценки по Э.М. Халимову, Н.Н. Лисовскому, их доля составляет более 75-80 %.

По классификациям Р.Х. Муслимова, Р.Г. Абдулмазитова отмечено, что доля ТриЗ от начальных геологических запасов (НГЗ), для месторождений Урало-Поволжья в терригенных коллекторах изменяется от 2,5 до 33 %, в карбонатных – от 11,7 до 81 %.

Повышение эффективности разработки продуктивных объектов с применением МУН предусматривается по трем наиболее важным направлениям: детальное геолого-технологическое обоснование эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи и технологических мероприятий по совершенствованию ряда технологий и разработке новых; оценка экономической эффективности и целесообразности технологических решений, дифференцированная оценка затрат и себестоимости добычи нефти по объектам внедрения с целью их снижения; оценка уровня экологической безопасности применения МУН в геологических условиях объектов и предупреждение техногенного воздействия на окружающую среду.

Основными критериями выбора первоочередных зон для проведения воздействия на остаточные запасы является наличие значительных по величине удельных подвижных запасов нефти; высокая доля остаточных удельных подвижных запасов нефти по отношению к их начальным значениям. Исходя из дифференциации остаточных запасов, геолого-физических и промысловых параметров по площади продуктивного объекта, критериального анализа геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и МУН, формируется перечень технологических предложений по оптимизации разработки объекта и увеличению степени увлечения нефти из пласта. В результате геолого-математического моделирования разработки объекта с применением отработанных методов воздействия на продуктивные пласты рассчитываются текущие и конечные показатели разработки. Совместный анализ карт выработки, обводненности, нефтенасыщенных толщин и распределения коллекторов позволяет оценить эффективность применяемой системы разработки, определить необходимые мероприятия по приобщению в активную разработку запасов нефти в слабодренлируемых зонах.

Повышение эффективности процесса разработки нефтяных месторождений – комплексная технико-экономическая задача. В связи с этим на следующем этапе проводится экономическое обоснование применяемых технологий на основе методики определения себестоимости добычи нефти и попутного газа, а также рентабельности эксплуатации месторождений.

Последним заключительным этапом обоснования технологических мероприятий по совершенствованию разработки, применению и развитию МУН является оценка уровня экологической безопасности систем разработки месторождений, а именно, классификация факторов техногенного воздействия; районирование исследуемой территории по степени техногенного воздействия; оценка возможной техногенной нагрузки на поверхностные и подземные воды, почвенно-растительный покров и атмосферный воздух; мониторинг нефтяного загрязнения.

Использование комплексного подхода на всех этапах разработки месторождений позволяет вовлечь в активную разработку дополнительные ресурсы нефти, стабилизировать добычу нефти в регионе без существенного увеличения затратных статей, снизить степень техногенного воздействия на окружающую среду.

На основе предлагаемой стратегии анализа структуры остаточных запасов нефтяных месторождений предложены принципиальные подходы к созданию адресных технологий повышения нефтеотдачи, снижения обводненности продукции и интенсификации добычи нефти, позволяющие варьировать характер и величину воздействия в зависимости от построения конкретной пластовой системы.

По результатам проведенного геолого-промыслового анализа выработки и совместного анализа карт выработки, обводненности, нефтенасыщенных толщин и распространения коллекторов продуктивных пластов может быть предложен обширный перечень ГТМ по регулированию их разработки и технологий увеличения нефтеотдачи.

Для карбонатных коллекторов адаптированы технологии ограничения водопритоков и интенсификации добычи нефти и газа с применением реагентов «КАРФАС» (гелеобразующая композиция) и «СКРИД» (соляно-кислотный раствор избирательного действия).

Для высокообводненных терригенных пластов предложена технология ограничения водопритоков с использованием гелеобразующего состава «Цеолит» на основе алюмосиликатов и растворов кислот, а для высокотемпературных пластов – технология выравнивания профиля приемистости пласта термогелеобразующей композиции РВ-ЗП-1 на основе алюмохлорида и карбамида.

Разработаны теоретические основы многокомпонентной фильтрации и гелеобразования в призабойной зоне скважин, рассмотрены физико-химические аспекты осад-

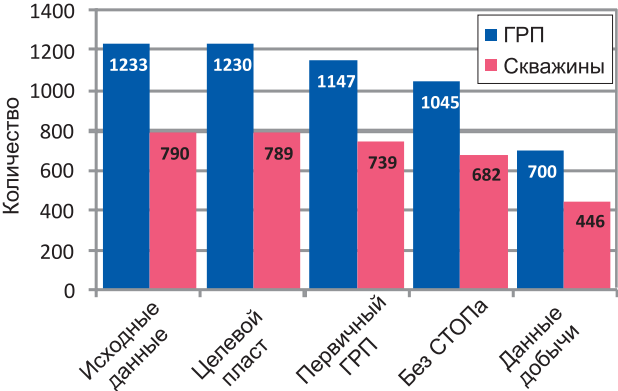


Рисунок. Формирование целевой выборки скважино-операций гидроразрыва пласта.

ко- и гелеобразования реагентов на основе алюмохлорида и карбамида, алюмосиликатов и растворов кислот, проведен теоретический анализ кинетики процессов образования гелей на основе алюмохлоридов и алюмосиликатов.

Составлены математические модели термогелеобразующего и алюмосиликатно-кислотного воздействия на пласт. Установлены основные закономерности образования устойчивых гелевых барьеров в различных геолого-физических условиях. Исследовано влияние на эффективность процессов гелеобразования концентрации исходных реагентов и объемов закачки композиционных систем. Разработана методика расчета и оптимизации параметров гелеобразующего воздействия на пласт.

Для низкопроницаемых и низкопродуктивных коллекторов предложены волновые, комплексные механохимические и механомикробиологические технологии интенсификации добычи нефти, выравнивания профиля приемистости пласта и увеличения коэффициента охвата пласта воздействием.

Запасы, категории ТриЗ		Доля запасов по тектоническим элементам, %																					
		Пермско-Башкирский свод		Бельская депрессия		Бирская седловина		Благовещенская и Бымско-Кунгурская впадины		Верхне-Камская впадина		Косьюинско-Чусовская седловина		Мелекесская впадина		Мраковская депрессия		Соликамская впадина		Южно-Татарский свод		Юрорзано-Сылвенская депрессия	
		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор		Коллектор	
		тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.	тер.	карб.
Активные запасы	НГЗ	42	32	0	0	1	4	23	3	25	18	100	0	0	0	40	2	86	29	71	13	52	35
	НИЗ	44	28	0	0	1	1	23	2	29	21	100	0	0	0	40	2	93	28	54	7	63	27
ТриЗ	НГЗ	58	68	100	100	99	96	77	97	75	82	0	100	100	100	60	98	14	71	29	87	48	65
	НИЗ	56	72	100	100	99	99	77	98	71	79	0	100	100	100	60	98	7	72	46	93	37	73
В т.ч.доля ТриЗ в колле кторах:																							
-с малой нефтена- сыщенной толщ иной (терриг. <2м, карбонатные<4м)	НГЗ	41	91		9	20	95	85	90	16	44		61					32	3	41	63	63	86
	НИЗ	55	99		7	16	94	81	92	16	54		54					48	1	34	80	50	89
-с пористостью <8%	НГЗ	0,1	5		26		1		1		3					22		20	0,2	9			
	НИЗ	0,1	2		38		0,2		0,5		3					19		12	0,2	17			
-с нефтенасыщен ностью <55%	НГЗ		6								33									3	0,2		
	НИЗ		3								27									2	0,1		
-с проницаемо стью < 0.03мкм ²	НГЗ	23	46		11	0,1	22	1	31	4	32		39			22	24	96	1	14	78	24	
	НИЗ	31	46		12	0	19	1	23	6	38		46			24	26	99	1	10	79	21	
-с вязкостью нефти >30мПа·с	НГЗ	25	12	100	67	6	36	19	2	31	32			100	100					69	62		51
	НИЗ	12	8	100	52	5	37	15	1	32	37			100	100					61	50		50
-с температурой <20 °С	НГЗ	3	15		19		5		1		32					22	16		1	1			
	НИЗ	2	9		25		3		0,3		27					24	31		1	1			
-с КИЗ > 70%	НГЗ	50	36		27	91	43	80	74	64	18					100	96	60	3	63	34		
	НИЗ	41	48		40	94	53	86	84	62	15					100	97	41	0,4	70	57		

Таблица. Структура запасов по тектоническим элементам.

Для залежей тяжелых высоковязких нефтей и месторождений природных битумов предложены термические способы интенсификации процесса нефтеизвлечения с использованием специальных скважинных тепломассогенераторов для производства комбинированных теплоносителей: парагаза и воды с высокими термодинамическими параметрами.

Для высокообводненных терригенных и карбонатных пластов, а также залежей высоковязких нефтей в результате обширного комплекса теоретических, лабораторных и промысловых исследований разработан на уровне изобретений широкий спектр технологий микробиологического и биоконплексного воздействия на пласт с использованием биореагентов на основе отходов биоочистных сооружений, активных добавок и биохимочищенных вод.

В результате проведенного многоуровневого геологостатистического анализа ОПР получены модели для прогнозирования эффективности микробиологического и биоконплексного воздействия, и установлены геологотехнологические критерии их успешного применения; коэффициент проницаемости продуктивного пласта не менее 0,04 мкм²; эффективная толщина пласта 1,5-7 м; обводненность добываемой продукции более 80 %; вариация обводненности продукции не более 25 %; коэффициент выработанности извлекаемых запасов не более 0,9.

Результат применения любой технологии направленной на добычу углеводородов может зависеть от множества факторов, как геолого-физических и физико-химических, так и геотехнологических. Как правило, чем сложнее процесс или технология добычи нефти, тем больше качественных и количественных параметров и свойств должно учитываться при оценке его эффективности. Соответственно, необходимым условием для максимально возможного точного определения результатов применения технологии или метода нефтеизвлечения должно быть полное и качественное формирование информационной среды. Одной из наиболее сложной технологией нацеленной на увеличение степени нефтеизвлечения является гидроразрыв пласта (ГРП). После проведения скважино-операции ГРП «на выходе» можно получить более 1400 параметров и около десяти графиков, которые можно выделить в несколько групп: параметры контроля качества ГРП; параметры сводных данных; финансовые параметры; результаты анализа мини-ГРП; результаты анализа основного ГРП. Все параметры прямо или косвенно могут использоваться для оценки эффективности ГРП.

Основным вопросом для объективного анализа эффективности является вопрос о формировании целевой выборки. На примере месторождения «А» Широкого Приобья был выполнен анализ для выделения необходимых условий, которым бы отвечала выборочная совокупность скважин с ГРП. Для этого была проанализирована информация по скважино-операциям ГРП, и конкретизированы основные требования к целевой выборке скважино-операций ГРП, которые необходимы для обеспечения максимально возможной чистоты анализа:

- наличие статистики по проведенным скважино-операциям ГРП на целевой объект разработки;
- первый ГРП на целевом пласте конкретной скважины;
- отсутствие технологических проблем при производстве ГРП;

– наличие информации по добыче скважины до и после проведения ГРП.

После определения критериев, целевая выборка скважино-операций ГРП для проведения анализа составила 56,8 % от исходных данных. Результаты поэтапного формирования целевой выборки приведены на рисунке.

Литература

Абизбаев И.И., Сыртланов А.Ш., Викторов П.Ф., Лозин Е.В. Разработка залежей с трудноизвлекаемыми запасами нефти Башкортостана. Уфа. 1994. 180.

Лукьянов Э.Е., Тренин Ю.А., Деревягин А.А. Достоверность геолого-геофизической информации для оценки извлекаемых (рентабельных) запасов нефти. *Электронный журнал Нефтегазовое дело*. http://www.ogbus.ru/authors/Lukyanov/Lukyanov_1.pdf. 2008.

Халимов Э.М., Лисовский Н.Н., О классификации трудноизвлекаемых запасов. *Вестник ЦКР Роснедра*. № 1. 2005. 17-19.

Шпильман А.В., Деревягин А.А. Интеграция информационных метотехнологий с целью реализации системной концепции геолого-экономической (стоимостной) оценки недр. *Вестник нефтепользователя*. № 18. 2007. 54-57.

Sh. H. Sultanov, Yu.A. Kotenev, V.E. Andreev, A.P. Stabinskas, I.V. Grehov. **Geoinformation strategy of fields' development with oil reserves difficult to recover.**

The paper suggests principal directions of geoinformation strategy of stimulation methods planning during the development of fields with oil reserves difficult to recover, including differentiation of oil reserves on active and difficult to recover and recommendations for application and analysis of stimulation method on productive stratum.

Key words: oil field, reserves difficult to recover, enhanced oil recovery methods.

Шамиль Ханифович Султанов

Д.тех.н., доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Юрий Алексеевич Котенев

Д.т.н, профессор, заведующий кафедрой «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений».

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Вадим Евгеньевич Андреев

Д.тех.н, профессор, директор Института нефтегазовых технологий и новых материалов Республики Башкортостан.

450075, Уфа, пр. Октября, 129/3. Тел.: (347) 235-77-19.

Александрас Пятро Стабинкас

Главный специалист Управления внутрискважинных работ ОАО «Газпром нефть».

190000, Санкт-Петербург, ул. Почтамтская, д.3-5.

Тел.: (812) 363-31-52.

Иван Викторович Грехов

Начальник УДНГ ООО «Башнефть-Полюс» ОАО «АНК Башнефть».

450008, Россия, г. Уфа, ул. Карла Маркса, д. 30.

Тел.: (347) 261-61-61.

ДОРАЗВЕДКА, ПРИРОСТ ЗАПАСОВ И ДОБЫЧА НЕФТИ НА «СТАРЫХ» МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НОВЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ НА ПРИМЕРЕ НОВО-ЕЛХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Статья дает оценку возможности ведения добычи нефти на оптимальном уровне при сохранении текущего уровня обводненности добываемой продукции в условиях эксплуатации месторождений на поздней стадии разработки, а также наценку доразведки и прироста запасов для эффективной разработки данных месторождений.

Ключевые слова: доразведка, прирост запасов, добыча нефти, обводненность, поздняя стадия разработки.

Сегодня НГДУ «Елховнефть» разрабатывает 6 нефтяных месторождений: Ново-Елховское, Восточно-Макаровское, Соколкинское, Мельнинское, Аксаринское, Южно-Мухинское. Месторождения различаются по геологическому строению, степени выработанности и структуре запасов, по истории эксплуатации и по текущему состоянию разработки.

Ново-Елховское месторождение – уникальное, второе по величине запасов в Татарстане после Ромашкинского месторождения, в промышленной разработке находится 50 лет (Рис. 1).

Месторождение имеет сложное геологическое строение. Оно многопластовое, многообъектное, характеризуется особенностями площадного распространения и залегания по разрезу различных типов коллекторов, содержит различные по своим свойствам нефти. Промышленная нефтеносность выявлена в терригенных отложениях пашийского и кыновского горизонтов верхнего девона, бобриковского, тульского горизонтов нижнего карбона, а также в карбонатных отложениях турнейского яруса нижнего карбона, башкирского и верейского горизонтов среднего карбона. По основному продуктивному горизонту – терригенным отложениям девона, месторождение представляет собой единую залежь. В отложениях карбона нефть сосредоточена в отдельных локальных залежах.

В промышленную разработку первыми были введены девонские горизонты. В процессе проектирования и подготовки к разработке в соответствии с геологическим строением залежь была разделена на три площади: центральную – Ново-Елховскую, северную – Акташскую и южную – Федотовскую. С учетом особенностей геологического строения для каждой площади запроектирована своя система разработки с различными видами заводнения. На Ново-Елховской площади было применено законтурное и внутриконтурное линейное заводнение, на Акташской и Федотовской – избирательное площадное.

Максимальный годовой уровень добычи нефти по Ново-Елховскому месторождению – 12,7 млн.т. был достигнут в 1976 году (Рис. 2).

С 1979 года началось интенсивное падение добычи нефти, для компенсации которого с 1979 года вводятся в разработку залежи нефти в отложениях нижнего, а затем и среднего карбона.

На сегодняшний день в фонде Ново-Елховского месторождения 5079 скважин, в том числе 3838 эксплуатационных скважин (2464 добывающих и 1374 нагнетательных) или 75,5 % от пробуренного фонда (Рис. 3).

В год добывается более 2,5 млн.т. нефти и порядка 13 млн.т. жидкости, текущая обводненность продукции – 80,4 %. В годовом объеме добычи нефти основная доля (57 %) приходится на залежи карбона, по девонским горизонтам происходит стабильное снижение добычи нефти (Рис. 4). Обводненность продукции девонских отложений составляет 88,5 %, отложений карбона – 59,3 %. Годовой темп отбора от начальных извлекаемых запасов по месторождению в целом составляет 0,7 %, при этом по девону – менее 0,4 % (0,38), по карбону – более 2 % (2,06). Соотношение добывающих и нагнетательных скважин в эксплуатационном фонде по месторождению в целом – 1,8; по девонским горизонтам – 1,4, по нижнему карбону – 2,6.

С начала разработки по Ново-Елховскому месторождению добыто более 294 млн.т. нефти, отобрано более 82 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), значительно изменилась структура запасов. По девонским горизонтам, обеспечившим более 88 % накопленной добычи нефти по Ново-Елховскому месторождению (260,3 млн.т.), отобрано почти 91 % от НИЗ, по залежам карбона – 48 % от НИЗ.

В условиях высокой выработанности и ухудшения структуры запасов нефти приоритетными направлениями деятельности геолого-технологических служб НГДУ были и остаются восполнение и прирост запасов нефти за счет геологоразведочных работ, изучения и приобщения новых горизонтов, повышения нефтеотдачи пластов; совершенствование системы заводнения, интенсификация разработки эксплуатируемых нефтяных месторождений, рациональное использование пробуренного фонда, обеспечение выполнения планов по добыче нефти с соблюдением требований охраны недр и экологической безопасности.

Одно из направлений – увеличение КИН за счет ГТМ в т.ч. методов повышения нефтеотдачи пластов, нашло развитие практически на всех разрабатываемых объектах месторождения. На отложениях карбона используются в основном технологии интенсификации (стимуляции пласта). На более выработанных девонских горизонтах применяются потокоотклоняющие и профилирующие

технологии повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), гидродинамические МУН. В прошлые годы к выбору участков для третичных и гидродинамических методов ПНП подходили избирательно, стараясь избежать наложения мероприятий. При применении потокоотклоняющих технологий на нагнетательных скважинах, эксплуатирующихся циклически, предусматривался их обязательный перевод на постоянный режим работы.

В последнее время широкое распространение получило комплексирование методов ПНП – применение третичных МУН на участках циклического заводнения. Проведенный анализ по мероприятиям 2011 года показал, что комплексное использование физико-химических и гидродинамических МУН позволяет повысить эффективность воздействия. В 2011 году из 98 скважин, где применены технологии потокоотклонения, 40 обработок были скомплексированы с цикликой (Рис. 5). На этих скважинах положительный эффект достигнут в 90 % случаев при общей успешности по направлению 75 %.

Капитальный ремонт скважин

Капитальный ремонт является серьезным этапом в жизни скважины. Важными факторами, обеспечивающими эффективность ремонтных работ, являются не только

что сделать, но и как, и когда. Необходимо отметить актуальность таких моментов, как минимизация кольматации призабойной зоны продуктивных пластов (особенно материалами, обеспечивающими необратимость процессов), а также проведение работ в объеме, обеспечивающим последующую длительную рентабельную эксплуатацию скважины.

В НГДУ «Елховнефть» в настоящее время прорабатывается несколько на наш взгляд неплохих идей в области капитального ремонта скважин (КРС).

1. Повышение эффективности работ по ограничению водопритока из пласта в скважину как по направлению капитального ремонта, так и ПНП. Проблема является довольно актуальной. Несмотря на незначительный объем работ в соотношении с высокообводненным фондом, успешными их назвать сложно, как по приростам дебита нефти, так и по продолжительности эффекта.

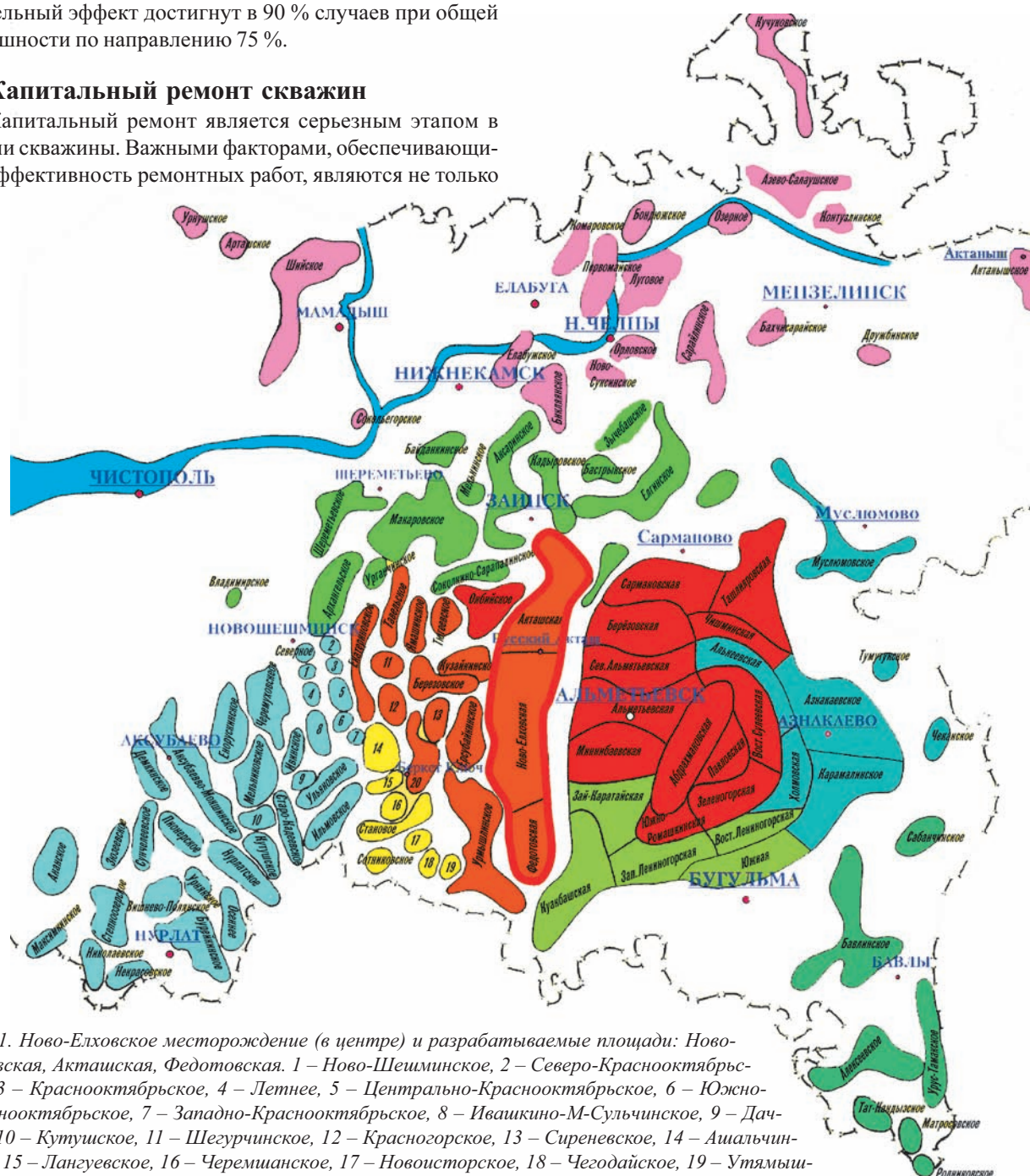


Рис. 1. Ново-Елховское месторождение (в центре) и разрабатываемые площади: Ново-Елховская, Акташская, Федотовская. 1 – Ново-Шейминское, 2 – Северо-Краснооктябрьское, 3 – Краснооктябрьское, 4 – Летнее, 5 – Центрально-Краснооктябрьское, 6 – Южно-Краснооктябрьское, 7 – Западно-Краснооктябрьское, 8 – Ивашкино-М-Сульчинское, 9 – Дачное, 10 – Кутушское, 11 – Шегурчинское, 12 – Красногорское, 13 – Сиреневское, 14 – Ашалчинское, 15 – Лангуевское, 16 – Череминское, 17 – Новоисторское, 18 – Чегодайское, 19 – Утямышское, 20 – Беркет-Ключеское.

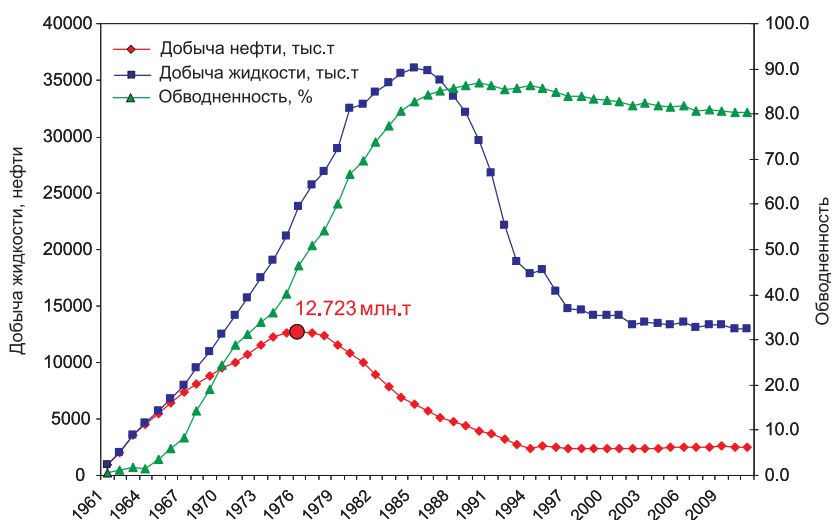


Рис. 2. График основных показателей разработки Ново-Елховского месторождения.

Кроме этого, нередки случаи, когда гидродинамическая связь между скважиной и пластом практически ликвидируется и восстановлению стандартными методами не подлежит.

Суть предложения заключается в создании депрессии на пласт методом свабирования непосредственно перед закачкой водоизоляционного материала, т.е. после работ по определению приемистости. Повышение эффективности в данном случае предполагается получить за счет проникновения материала в разряженный пропласток на максимальную глубину, а не только исходя из фильтрационных характеристик коллектора.

2. Второе предложение обусловлено отсутствием существенной разницы дебитов скважин с открытыми стволами при сопоставлении с окружающими скважинами стандартной конструкции.

В НГДУ «Елховнефть» в настоящее время карбонатные отложения турнейского яруса разрабатывают 864 добывающих скважин, в том числе открытыми стволами 63 скважины, из них 37 скважин являются горизонтальными со средней протяженностью стволов 187 м. Существует немало технологий, направленных на обеспечение работы всего ствола, начиная с бурения на депрессии, обработки призабойной зоны (ОПЗ) с использованием гид-

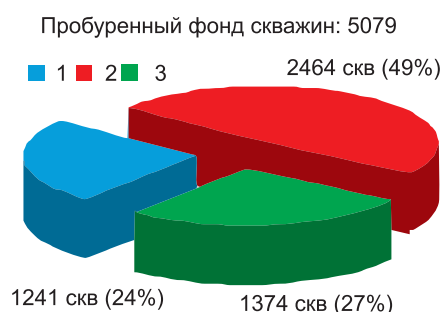


Рис. 3. Распределение пробуренного фонда скважин Ново-Елховского месторождения. 1 — Неэксплуатационный фонд скважин; 2 — Эксплуатационный фонд добывающих скважин; 3 — Эксплуатационный фонд нагнетательных скважин.

ромониторной насадки, кислотные ГРП, использование хвостовиков при эксплуатации для удаления пластовой воды из интервала продуктивного пласта.

Для повышения эффективности мероприятий по стимуляции работы скважин с открытым стволом, эксплуатирующих карбонатные коллектора, предлагаем применять ОПЗ в комплексе с кумулятивной перфорацией.

Перфорационные каналы осуществляют гидродинамическую связь между продуктивным пластом и стволом скважины, а также служат для создания путей проникновения кислоты вглубь пласта, тем самым существенно увеличивается площадь эффективного воздействия на кольматированную зону пласта (Рис. 6).

Таким образом, основной целью наших работ является подключение в работу бездействующих зон пласта, путем создания дополнительных систем трещин и вовлечения их в активное дренирование.

Основным преимуществом предлагаемого комплекса работ является относительная дешевизна и простота.

Также следует учитывать тот факт, что при проведении перфорации в открытом стволе скважины при отсутствии металлической колонны и цементного камня вся энергия направлена на образование канала, и его глубина при этом существенно увеличивается. Теоретический расчет показал увеличение глубины в 2,1 раза (Рис. 7).

В качестве пилотных были выбраны 2 наклонно-направленные скважины, на которых проведенные в последнее время кислотные обработки не обеспечили увеличение дебита даже до 3 м³/сут. При перфорации были использованы заряды минимальной мощности ЗПК-42С. Паспортная глубина создаваемых каналов составляет 31 см.

Применение ОПЗ в комплексе с кумулятивной перфорацией на практике показало высокую эффективность, подтвержденную гидродинамическими исследованиями и дебитами скважин.

Комплексное использование перфорации и ОПЗ по-

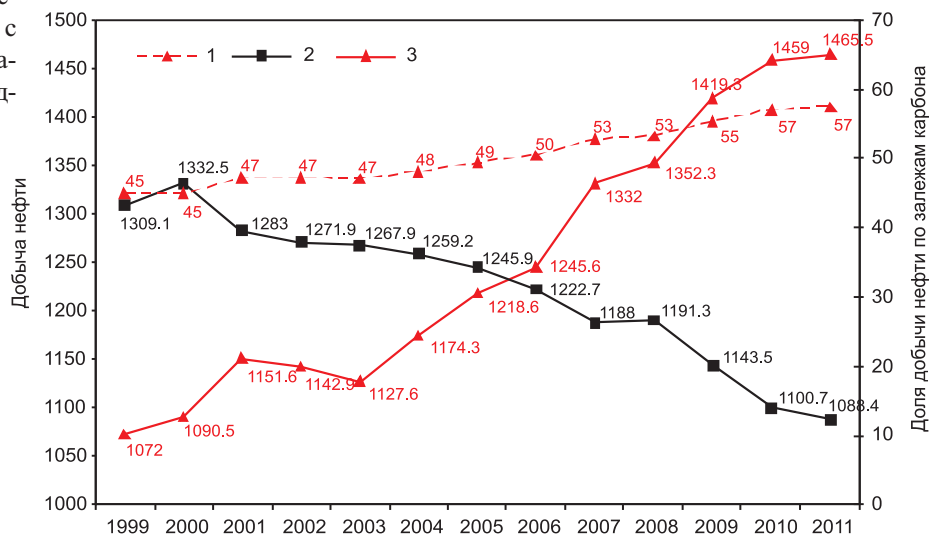


Рис. 4. Доля добычи сернистой нефти по Ново-Елховскому месторождению. 1 — Доля добычи нефти по залежам карбона, %; 2 — Добыча нефти по девонским горизонтам, тыс.т; 3 — Добыча нефти по залежам карбона, тыс.т.

звонило не только восстановить связь с удаленной зоной пласта, но и увеличить охват пласта дренированием путем соединения дополнительных каналов и зон трещиноватости нефтеносного пласта. Об этом также свидетельствует увеличение пластового давления и сохранение на прежнем уровне процента обводненности. Продуктивность скважины в результате мероприятий по данным ГДИС увеличилась в 10 раз (Табл. 1).

В связи с успешностью работ на наклонно-направленной скважине с целью повышения эффективности мероприятий по стимуляции работы скважин с открытым забоем предлагаем проводить кумулятивную перфорацию на всех скважинах с открытым забоем, в том числе на горизонтальных.

Как известно, в настоящее время существует актуальная проблема существенного снижения дебита скважин при вводе в эксплуатацию после их остановок. Остановка эксплуатации скважин может быть вызвана разными причинами: ремонт наземного (СК и др.) и подземного (ПРС) оборудования, отключения электроэнергии, порыв нефтепроводов и др.

При остановке эксплуатации обводненной скважины часть столба воды постепенно возвращается в призабойную зону пласта, насыщая ее водой. Из-за влияния этого отрицательного явления при дальнейшей эксплуатации скважины происходит существенное снижение коэффициента продуктивности по причине блокирования продуктивной нефтяной толщи пласта водой. Причем вода настолько сильно уменьшает фазовую проницаемость пласта, что недостаток дебита по нефти восполняется увеличением дебита воды, поступающей из зоны водяного конуса, что приводит к резкому увеличению обводненности добываемой продукции нефтяных скважин.

Другой фактор, влияющий на потерю продуктивности, вызван глушением скважины пластовой водой при ремонте скважин. При этом забойное давление несколько превосходит пластовое, что приводит к многократному увеличению объема воды, проникающего в пласт, и соответственно многократному увеличению отрицательного воздействия этого фактора на дальнейшую динамику добычи нефти. Причем в этом случае блокируется значительная часть нефтенасыщенной толщины пласта в малообводненных скважинах со всеми вытекающими отсюда

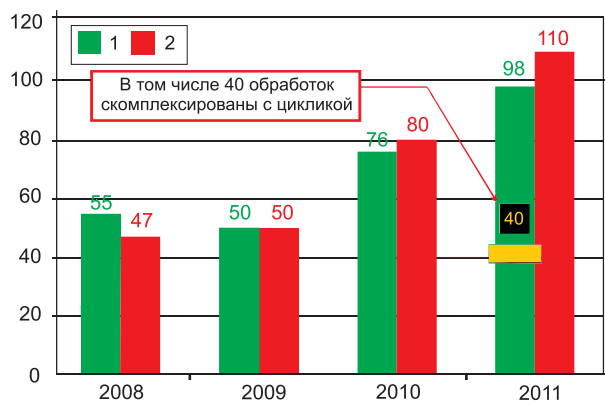


Рис. 5. Динамика изменения применения методов потокоотклонения и циклического режима работы нагнетательных скважин. 1 – количество применения методов потокоотклонения на нагнетательном фонде, 2 – количество циклируемых участков.



Рис. 6. Схема перфорационного воздействия на пласт при наличии обсадной колонны в скважине.



Рис. 7. Схема перфорационного воздействия на пласт при отсутствии обсадной колонны.

негативными последствиями (Рис. 8).

Кроме того, глушение скважины в зимнее время холодной жидкостью существенно снижает температуру призабойной зоны пласта и приводит к сильному уменьшению проницаемости ПЗП и коэффициента продуктивности вследствие образования отложений высокомолекулярных углеводородных соединений нефти, вызывающих глубокое необратимое закупоривание ПЗП, особенно в трещинных коллекторах.

В результате промысловых исследований, проведенных Михайловым Н.Н. на нескольких нефтегазовых месторождениях (Варейском, Самотлорском, Усписком, Днепро-Донецком, Речицком, Осташковичском), выявлено, что в 50 % скважин начальная продуктивность при этом уменьшается в 2 раза, в 25 % – в 4 раза и в 10 % – в 10-30 раз. В среднем даже через три года эксплуатации скважины продуктивность остается сниженной в 1,5-1,75 раза по сравнению с потенциальной.

По данным исследований института «ТатНИПИнефть» продолжительность выхода скважин ОАО «Татнефть» на режим, предшествующий глушению их пластовой водой девонского горизонта плотностью 1180 кг/м³, составляет 30-45 сут, а суммарный недобор нефти, в среднем, превышает 150 т. на одну скважино-операцию.

Для предупреждения вышеизложенных негативных факторов, существенно снижающих потенциально возможный дебит скважин, как при КРС, так и при строительстве скважины используем жидкости глушения с минимальными негативными последствиями.

Направление наиболее сложное для старых месторождений – доразведка и прирост запасов нефти по результатам геологоразведочных работ.

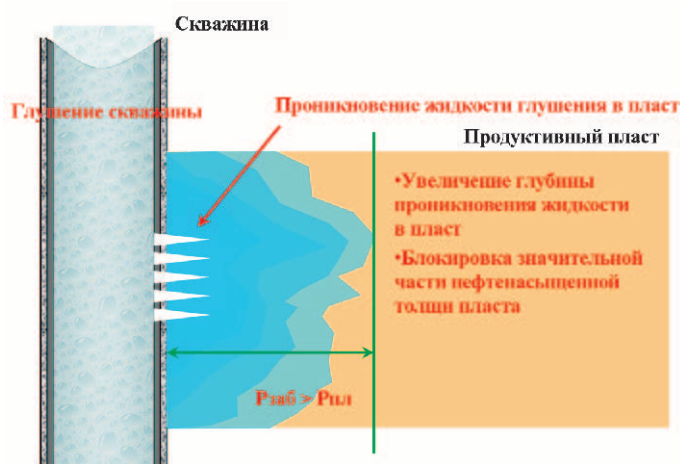


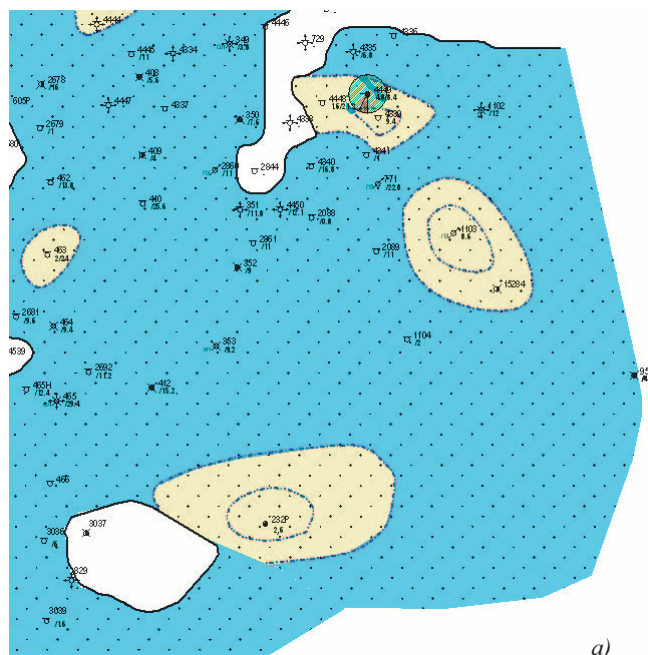
Рис. 8. Схема процесса ухудшения состояния призабойной зоны при глушении скважины жидкостью.

За 50-летнюю эксплуатацию Ново-Елховское месторождение практически разбурено и довольно хорошо изучено. По девонским горизонтам пробурено более 85 % проектного фонда, по карбону – 75 % проектных скважин.

В этих условиях для восполнения и прироста запасов нефти требуются новые более совершенные технологии исследований, комплексный подход к оценке и использованию их результатов, принятие нестандартных решений. Наиболее эффективными из современных технологий, направленных на доразведку и прирост запасов, являются трёхмерная сейсмическая съёмка методом МОГТ 3D, 4D, а также скважинная сейсморазведка методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования (НВСП).

По инициативе геологической службы НГДУ «Елхов-нефть» за период с 2000 по 2010 гг. на месторождении были проведены сейсморазведочные работы по результатам которых были заложены разведочные и эксплуатационные скважины, открывшие новые залежи нефти на следующих поднятиях Ново-Елховского месторождения:

1. Крутиловское поднятие (скважины №№702, 3615, 3621, 3639) с начальными балансовыми запасами (НБЗ) нефти более 700 тыс.т., начальными извлекаемыми более 390 тыс.т.;



а)

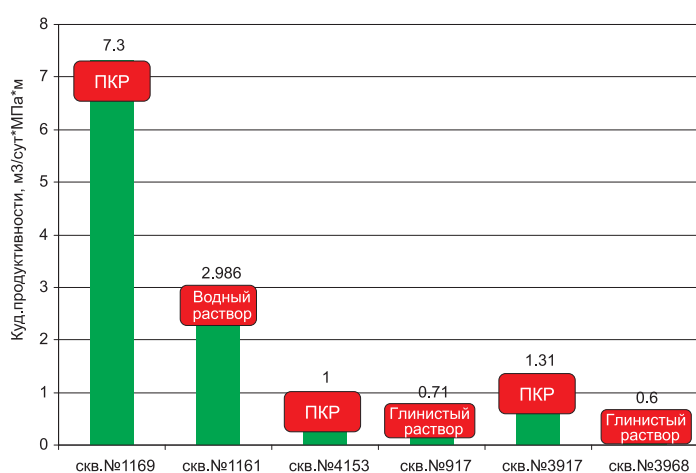


Рис. 10. Сравнение удельного коэффициента продуктивности при различных условиях первичного вскрытия.

2. Баязитовское (скважины №№2169Р, 3947, 7466) с НБЗ – более 500 тыс.т., НИЗ – более 200 тыс.т.;

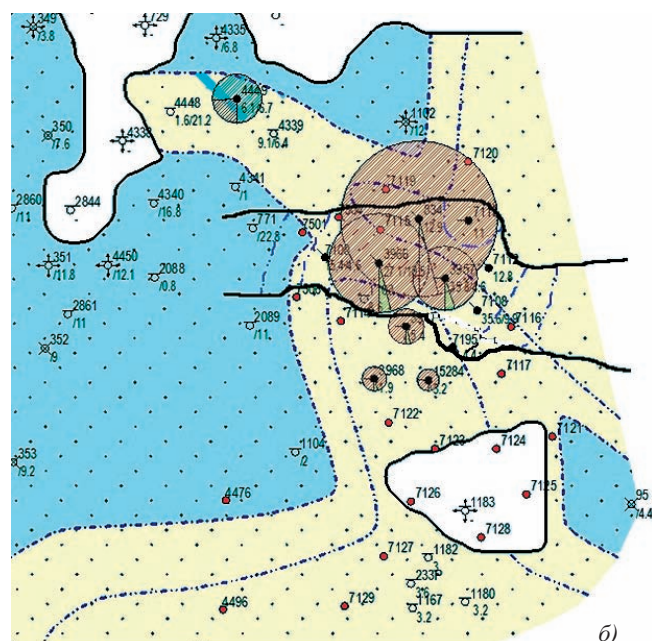
3. Баллаевское поднятие (скважины №№232р, 234р, 235р, 233р, 3957, 3966, 834) с НБЗ более 7000 тыс.т., НИЗ – более 3000 тыс.т.;

Общий прирост запасов нефти по этим поднятиям составил более 8000 тыс.т. балансовых; более 3000 тыс.т. извлекаемых.

Баллаевское поднятие выявлено детальной сейсморазведкой методом МОГТ 3D в 2004 году (Рис. 9). На Баллаевском поднятии выделяется три купола: северный, центральный и южный.

Разведочными скважинами №№232р, 234р, 235р, 233р на данном поднятии открыты залежи нефти в отложениях среднего, нижнего карбона (башкирский ярус, бобриковский горизонт, турнейский ярус), верхнего девона (заволжский, данково-лебедянский, пашийский горизонты).

Уникальной по нефтенасыщенной толщине коллекторов от 15 до 45 м и по дебитам от 30 до 200 т/сут эксплуатационных скважин является залежь нефти линейного характера в песчаниках бобриковского горизонта на север-



б)

Рис. 9. Карта разработки участка Баллаевского поднятия: а – до разбуривания (2004г); б – после разбуривания (2011 г.).

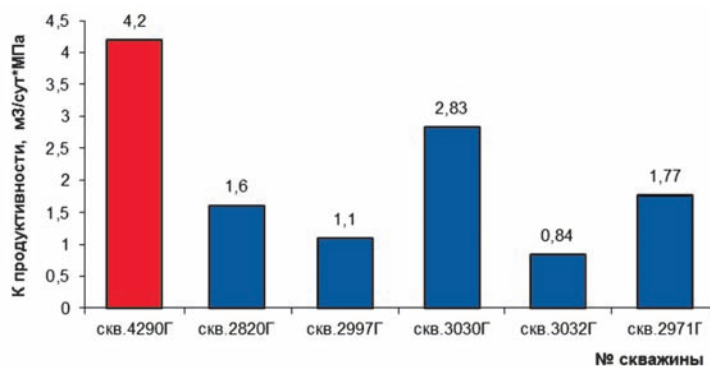


Рис. 11. Сравнение удельного коэффициента продуктивности при различных условиях первичного вскрытия.

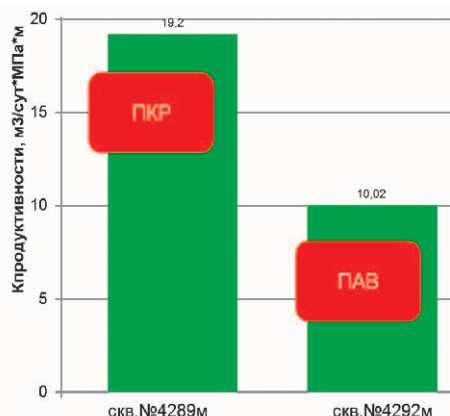


Рис. 12. Сравнение удельного коэффициента продуктивности при различных условиях первичного вскрытия.

ном куполе Баллаевского поднятия, открытая в 2010 году скважиной №3957. Получен патент на разработку рукавообразных залежей. За период с 2006 по 2011 год на Баллаевском поднятии пробурено 38 скважин с общей накопленной добычей 581 тыс. т. (Табл. 2).

Сохранение потенциальной продуктивности пластов при первичном вскрытии является одной из приоритетных задач по увеличению добычи нефти, сокращению затрат на эксплуатацию скважин.

В настоящее время вскрытие продуктивных горизонтов в процессе строительства эксплуатационных скважин в структурных подразделениях ОАО «Татнефть» производится на глинистом растворе, а для вскрытия карбонатных коллекторов применяется также естественная водная суспензия (техническая вода) с добавками поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Как было сказано ранее, значимым фактором, влияющим на продуктивность, является используемая жидкость. С целью повышения эффективности первичного вскрытия продуктивных пластов геологической службой НГДУ «Елховнефть» предложено использовать полимерно-карбонатные растворы при строительстве эксплуатационных скважин. Основой этих растворов являются полимерные реагенты.

Полимерно-карбонатные промышленные жидкости по своим технологическим свойствам существенно превосходят воду и глинистые растворы: они в большей степени повышают устойчивость стенок скважины к воздействию

потока жидкости, обеспечивают смазочный эффект, исключают прихваты бурового снаряда при длительных остановках его вращения, снижают гидродинамическое давление в кольцевом зазоре между поверхностями ствола скважины и бурового снаряда. Кроме этого, отсутствие или низкое содержание твердой фазы, а также низкая водоотдача полимерных растворов позволяют повысить качество вскрытия продуктивных пластов.

В нашем НГДУ применение полимерно-карбонатного раствора фирмы ООО «ЦВТ-Плюс» ведётся с 2008 года. Полимерно-карбонатный раствор применен при строительстве 56 из 97 скважин (58 %).

Мы попытались сделать анализ качества первичного вскрытия наклонно-направленных скважин вскрытых на различных растворах (ПКР, глинистый раствор, ПАВ), используя геофизический материал по нахождению потенциального дебита, в частности по абсолютной и фазовой проницаемости, используя формулу Дюпюи.

Однако ввиду отсутствия тесной корреляционной связи между коэффициентами пористости и проницаемости (коэффициент корреляции 0,6) достоверность полученных результатов была низкой.

Отмечались случаи, когда потенциальный дебит был ниже фактического. Произведенный нами анализ основывался на фактическом коэффициенте продуктивности, замеряемого после запуска скважин из бурения и приведенного в одинаковые геологические условия скважин, участвующих в сопоставительном анализе. Поэтому мы провели анализ по удельному коэффициенту продуктивности.

Так, в скважине №1169, где первичное вскрытие проводилось на ПКР, коэффициент продуктивности составил 7,3 м³/МПа*м. А в скважине №1161, в которой первичное вскрытие проводилось на водном растворе, коэффициент продуктивности составил 2,986 м³/МПа*м. Такое же сопоставление скважины №4153 со скважиной №917, где первичное вскрытие продуктивного коллектора проводилось на глинистом растворе, выражается как 1,0 / 0,71 (м³/МПа*м) соответственно.

В скважине №3917, вскрытой на полимерном растворе фирмы ООО ЦВТ «Плюс», коэффициент удельной продуктивности составляет 1,31 м³/МПа*м, в соседней скважине №3968, вскрытой на глинистом растворе, тот же коэффициент равен 0,6 м³/МПа*м. Налицо более качественное первичное вскрытие продуктивного пласта (Рис. 10).

Показатели	Дата проведения мероприятия	До мероприятия	После мероприятия	На текущий момент (01.02.2012 г)
Дебит жидкости, м³/сут	19.04.2010 г- 18.05.2010 г	1,8	7,4	3,7
Дебит нефти, т/сут		1,5	6,3	3,2
Оводненность, %		5	5	3
Забойное давление, атм		16	56	20
Пластовое давление, атм		67	78	78
Скин-эффект, ед		-0,15	-5,02	-4,94
ОП, ед		1,14	7,18	104,4
Коэффициент продуктивности, м³/сут*атм		0,063	0,65	1,52

Табл. 1. Результаты проведения перфорации и ОПЗ в скважине №8230.

№ п/п	№ скв	Год бурения	Перфорированный пласт	Нефтенагн. мощн., м	Дебит нефти, начальный, т/сут	Способ экспл.	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м3/сут на 01.02.2012г	Обводненность, %	Накопл. добыча нефти, т	Примечание
1	1103	1964	пашийский	2	15	-	-	-	-	32737	пьезометр
2	15284	1975	бобриковский	3.2	7.7	ШГН	6.2	7	2	3127	
3	4449	1988	бобриковский	6.1	9.7	ШГН	31	1.3	95	14091	
4	15200	1990	пашийский	2.8	5.2	ШГН	2.5	2.1	3	6357	
5	3912	1992	пашийский	-	-	-	-	-	-	-	нагнетательная скважина
6	3911	1996	пашийский	4	2.6	ШГН	4.8	4	4	25876	
7	3929	1996	пашийский	2.9	-	-	-	-	-	-	нагнетательная скважина
8	232p	2005	пашийский	2.6	20	ШГН	21.7	17.8	5	36545	
9	3928	2006	пашийский	5.7	9.5	ШГН	1.8	1.5	4	7850	
10	3930	2006	пашийский	4.8	7.8	-	-	-	-	1897	нагнетательная скважина
11	3932	2006	пашийский	5.4	14.5	ШГН	13.8	11.7	2	21080	
12	3951	2006	пашийский	9.9	14.5	ШГН	13.6	11.4	3	30735	
13	234p	2006	пашийский	14.7	20.2	ШГН	20.7	16.2	9	39773	
14	235p	2006	заволжский	32.1	13.5	ШГН	8.2	7	7	6666	
15	3949	2007	пашийский	4.2	11.9	ШГН	3.1	2.5	2	3526	пьезометр
16	232p	2007	бобриковский	3.1	-	-	-	-	-	-	
17	1161	2008	бобриковский	4.5	25.6	ШГН	18.6	14.8	12	31484	
18	1162	2008	заволжский	12.7	10.7	ШГН	1	0.8	7	4012	
19	1163	2008	заволжский	14.5	12.3	ШГН	2.4	2.1	6	5305	
20	1164	2008	заволжский	18.3	10.3	ШГН	2.5	2.1	7	6392	
21	3952	2008	пашийский	4.2	-	-	-	-	-	-	нагнетательная скважина
22	3953	2008	пашийский	1.8	-	-	-	-	-	33	пьезометр
23	3955	2008	пашийский	3.6	9.4	ШГН	4.9	4.1	4	6224	
24	3960	2008	пашийский	5.1	5.9	ШГН	2.9	2.5	3	2044	
25	3963	2008	пашийский	5.3	21.3	ШГН	28.6	23.7	4	28044	
26	1165	2009	бобриковский	2.1	15.3	ШГН	8.2	7	5	8503	
27	1166	2009	бобриковский	7.6	25.8	ШГН	15.8	13.3	7	20698	
28	1169	2009	бобриковский	4.8	42.1	ШГН	41.5	34.9	7	35953	
29	1181	2009	заволжский	-	-	-	-	-	-	-	нагнетательная скважина
30	3938	2009	пашийский	14	17.1	ШГН	14.8	12.2	4	11757	
31	3950	2009	пашийский	3.2	-	-	-	-	-	-	нагнетательная скважина
32	4420	2009	заволжский	7.8	23.4	ШГН	13	6.1	46	7419	
33	834	2010	бобриковский	12.9	60	ЭЦН	45.8	35.6	14	46127	
34	1167	2010	данко-лебедянский	14	9.5	ШГН	4.4	3.8	6	1667	
35	1180	2010	данко-лебедянский	12	9.9	ШГН	3.5	3	6	1365	
36	1182	2010	данко-лебедянский	19	7.2	ШГН	2.3	2.1	6	1179	
37	1183	2010	данко-лебедянский	11	-	-	-	-	-	-	нагнетательная скважина
38	3917	2010	бобриковский	5.4	11.7	ШГН	9.5	8.3	4	6632	
39	3957	2010	бобриковский	36.8	34.4	ШГН	25	20.8	8	19184	
40	3966	2010	бобриковский	30.3	37.8	ЭЦН	47	41.3	3	28660	
41	3968	2010	бобриковский	1.9	8.4	ШГН	3	2.6	4	2055	
42	7108	2011	бобриковский	35.5	64.5	ЭЦН	92	73.3	12	24972	
43	7112	2011	бобриковский	12.7	41.7	ЭЦН	55	48.3	3	15842	
44	7113	2011	бобриковский	10.7	21.7	ШГН	30	26.1	4	7071	
45	7195	2011	бобриковский	6	39.5	ШГН	35	30.7	3	9278	
46	7100	2011	бобриковский	17.6	43	ЭЦН	48	40	7	8538	

Табл. 2. Пробуренный фонд Баллаевского поднятия.

ОБ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ДОБЫВАЮЩЕМ ФОНДЕ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В работе приведены результаты применения гидроразрыва пласта на объектах разработки нефтегазодобывающего управления «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть» на поздней стадии разработки. Представлены статистические выкладки и аналитические выводы применения технологии гидроразрыв пласта. Результаты указывают на то, что гидроразрыв пласта для НГДУ «Альметьевнефть» является одной из базовых технологий интенсификации добычи нефти.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта, фильтрационные потоки, коллекторские свойства, призабойная зона.

На поздней стадии разработки всех эксплуатируемых НГДУ «Альметьевнефть» площадей Ромашкинского месторождения во все более возрастающих масштабах применяется гидроразрыв пласта (ГРП), как один из эффективных методов увеличения производительности добывающих и нагнетательных скважин. Данный метод позволяет коренным образом изменить распределение фильтрационных потоков на значительном удалении от забоя скважины в отличие от других технологий, воздействие которых ограничивается в основном призабойной зоной пласта. Эффективность ГРП наиболее значима в неоднородных коллекторах, где его применение позволяет подключить к разработке не дренируемые ранее пропластки и отдельные участки. В ряде случаев применение ГРП позволяет решить проблемы с регулированием профилей приемистости в нагнетательных и профилей продуктивности в добывающих скважинах, что также является основой для более полной выработки запасов нефти из неоднородных коллекторов.

С 2003 по 2009 гг. средний объем применения ГРП на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» составил 48 скважин в год, с 2010 года идет рост его применения. За 2011 год он достиг по эксплуатационному фонду почти 90 скважин. На рисунке 1 приводится динамика распределения объемов проведения гидроразрыва пластов на эксплуатационном фонде отдельно добывающих и нагнетательных скважин.

На начало 2012 года общий накопленный объем применения ГРП на добывающих скважинах достиг 401 скважино-обработки, на нагнетательных – 103. Характеризуя эффективность применения гидроразрыва пласта, обычно приводят установившийся среднесуточный прирост за первый год – год внедрения (Рис. 2).

Далее приводится одна из форм постоянно используемых аналитических таблиц по мониторингу динамики и эффективности ГРП (текущий накопленный среднесуточный прирост и его динамика, текущая дополнительная добыча нефти на 1 скважину и текущий среднесуточный

Окончание статьи И.З. Чуликова «Доразведка, прирост запасов и добыча нефти на «старых» месторождениях новыми технологиями...»

Качество первичного вскрытия на ПКР условно горизонтального ствола скважины №4290Г оценивалось по коэффициенту продуктивности относительно горизонтальных скважин №№2820Г, 2997Г, 3030Г, 3032Г, 2971Г (Рис. 11). Значение коэффициента продуктивности скважины №4290Г составляет: 4,2 м³/МПа*м. Среднее значение того же параметра в скважинах №№2820Г, 2997Г, 3030Г, 3032Г, 2971Г – 1,63 м³/МПа*м.

В многозабойной скважине №4289М с первичным вскрытием на ПКР коэффициент продуктивности равен 19,2 м³/МПа*м, а в скважине №4292М, вскрытой на водном растворе ПАВ – 10,02 м³/МПа*м (Рис. 12).

Таким образом, ведение эффективной разработки месторождения – это грамотное и профессиональное планирование, своевременное проведение геолого-технических мероприятий, что позволяет увеличить время эксплуатации объектов, находящихся на последней стадии разработки.

I.Z. Chupikova. **Additional exploration, reserves increment and oil production on the «old» fields by new technologies on the example of Novo-Elhovsky field.**

In this article estimation is made for the possibility of oil production control on the optimal level, while maintaining current water level of recovered production under conditions of field operation on the late stage of development. Significance of additional exploration as well as reserves increment for the effective development of these fields is shown.

Key words: additional exploration, reserves increment, oil production, water cut, late stage of development.

Изида Зангировна Чуликова

Главный геолог – заместитель начальника НГДУ «Елховнефть» ОАО «Татнефть».

423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, пр. Г.Туккая, 33. Тел.: 8-8553 31-83-71.

прирост за последний месяц эксплуатации). По мероприятиям 2002-2006 гг. эффект по многим скважинам продолжается и сегодня, после 4,5-5 летнего срока заявленного эффекта, и, естественно, их средний текущий дебит снизился и составляет менее 2 т/сут (Табл. 1, выделено отдельным желтым цветом) (Гумаров и др., 2010).

Благодаря сверхнормативной добыче нефти по скважинам 2002-2006 гг., общая дополнительная добыча нефти по НГДУ за счет ГРП к 2008 году достигла 300 тыс. тонн, с последующим началом его снижения по мере сокращения эффекта по вышеуказанным скважинам (Рахманов и др., 2011).

Для обеспечения же утвержденных норм добычи по НГДУ требуется ежегодная отдача дополнительной добычи нефти более 315 тыс.т., и соответственно объем ГРП согласно расчетам в 2012 году будет увеличен до 120 скважин в год, на 2013 – 150 скважин (Рис. 3).

Согласно полученным результатам коэффициент продуктивности после ГРП увеличивается в среднем в 3,2 раза, с соответствующими их показателями по типам коллекто-

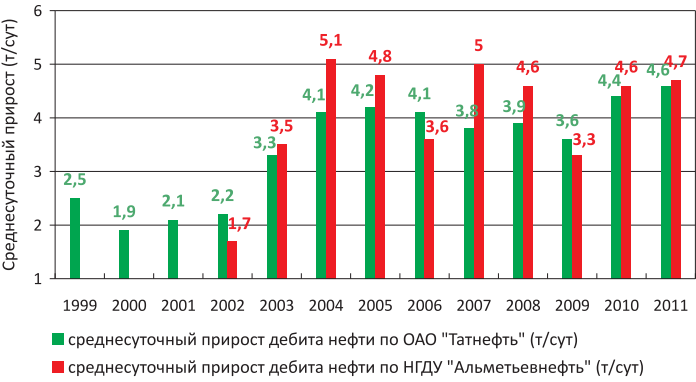


Рис. 2. Динамика среднесуточных приростов дебита нефти за первый год (год внедрения).

ров (алевролиты, глиносодержащие песчаники, песчаники). Основной объем работ приводится по глинистым коллекторам (более 71%) (Рис. 4).

Общий средний дебит до ГРП составляет 2,8 т/сут, по жидкости 5,6 т/сут, весовая обводненность – 50,4 %. Установившийся накопленный после гидроразрыва пластов средний дебит добывающих скважин по нефти – 6,2 т/сут (Табл. 2).

В целом, согласно предварительным расчетам, количество добывающих скважин, по которым не будет достигнута дополнительная добыча в 1200 тонн нефти, будет менее чем 20 % (Табл. 3). Индекс доходности более 1,0 будет достигнут как минимум по более чем 80 % скважин. При этом общий расчетный средний индекс доходности более 1,4.

По мере увеличения охвата фонда добывающих скважин гидроразрывом пласта возникла необходимость в расширении критериев подбора скважин-кандидатов для ГРП.

За счет опытных работ 2006-2007 гг., были расширены рамки применения технологии по базовой обводненности добывающих скважинах. Так, на скважинах с начальной обводненностью более 70 %

(Табл. 4), работы проведены на 39 скважинах с общим накопленным приростом 3,1 т/сут.

На начало 2012 года выполнено 44 повторных обработок ГРП, в том числе 36 обработок на добывающих скважинах. Так по добывающим скважинам среднесуточный прирост после первого процесса 2,7 т/сут.

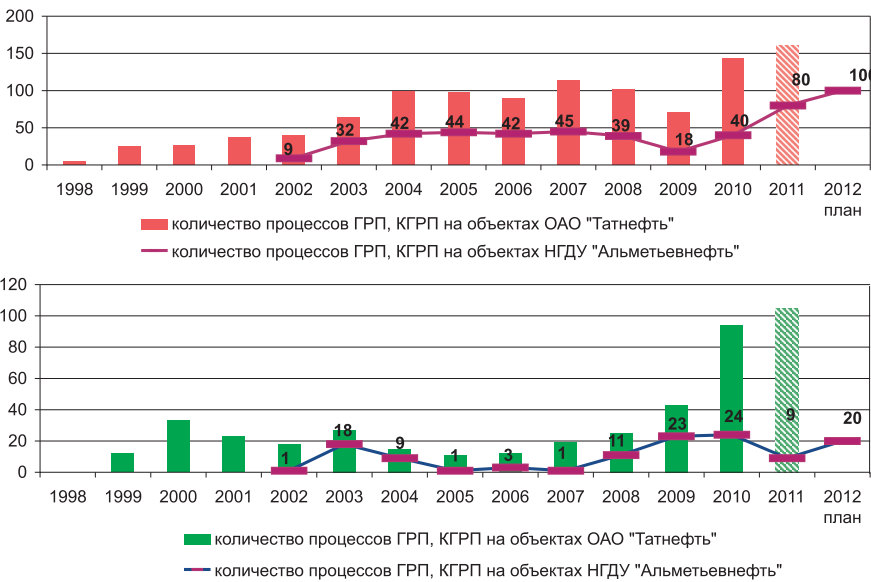


Рис. 1. Динамика проведения ГРП на эксплуатационном фонде добывающих и нагнетательных скважин на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» и ОАО «Татнефть».

Год мероприятия	Количество участков (эксплуатационный фонд)	Прирост в целом за весь период экспл., т/сут	Прирост за первый год, т/сут	Накопленный среднесуточный прирост, т/сут										Текущий за декабрь 2011	Доп. добыча на 1скв, т (факт)
				на 01.01.03	на 01.01.04	на 01.01.05	на 01.01.06	на 01.01.07	на 01.01.08	на 01.01.09	на 01.01.10	на 01.01.11	на 01.01.12		
2002	8	1,6	1,7	1,7	2,1	2	2	2,2	2,2	2	1,8	1,7	1,6	1,18	5383
2003	31	3,6	3,5		3,5	4,4	4,4	4,6	4,4	4,2	4	3,8	3,6	1,92	9125
2004	41	3,1	5,1			5,1	4,7	4,4	4,2	3,8	3,5	3,3	3,1	1,57	6716
2005	44	3,1	4,8				4,8	4,8	4,4	4	3,6	3,3	3,1	1,87	6381
2006	42	3,6	3,6					3,4	4,4	4,5	4,2	3,8	3,6	1,44	6320
2007	45	3,2	5						5	4,5	4	3,5	3,2	2,14	4329
2008	39	3,7	4,6							4,7	4,5	4,1	3,7	2,3	4167
2009	18	2,9	3,3								3,3	3,4	2,9	2,1	2209
2010	40	4,7	4,6									4,6	4,7	4,7	2065
2011	79	4,7	4,7										4,7	4,7	600
Итого		3,4		1,3	3,1	4,1	4,2	4,3	4,2	4	3,8	3,5	3,4		4261

Табл. 1. Динамика среднесуточного накопленного прироста по добывающим скважинам после ГРП.

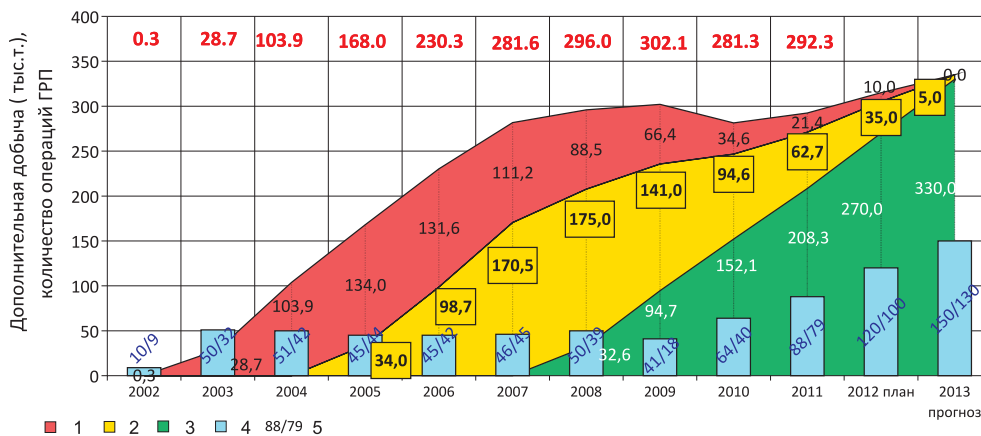


Рис. 3. Динамика дополнительной добычи нефти за счет мероприятий ГРП в НГДУ «Альметьевнефть». Дополнительная добыча нефти: 1 – за счет ГРП 2002-2004 гг. в текущем году, тыс.т., 2 – за счет ГРП 2005-2007 гг. в текущем году, тыс.т., 3 – за счет ГРП 2008-2012 гг. в текущем году, тыс.т. 4 – Количество эксплуатационных скважин; 5 – Общее количество ГРП за год по эксплуатационному фонду / в т.ч. по добывающему фонду.

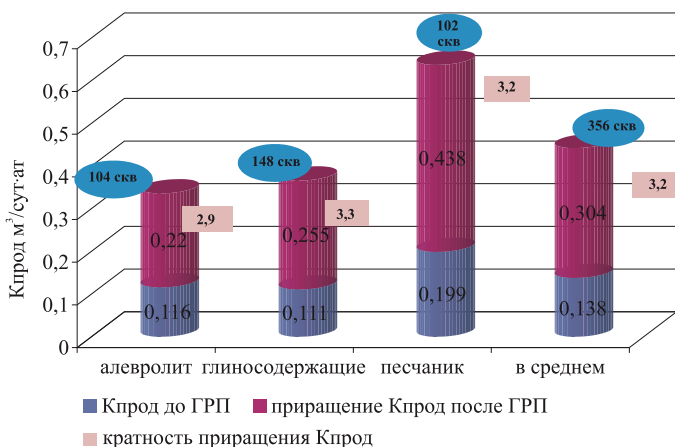


Рис. 4. Изменение коэффициента продуктивности добывающих скважин от проведения ГРП по типам коллекторов.

(Табл. 5), повторная обработка позволила увеличить прирост еще на 2,1 т/сут. Под их воздействие привлекают скважины по двум направлениям:

- не достигнут первоначально планируемый результат;
- краткосрочность проявленного расчетного прироста.

Двойные гидроразрывы пластов проводятся на скважинах, по которым имеется потенциал повышения продуктивности по двум и более пластам. Данная работа проведена на 23 скважинах, в том числе на 18 добывающих скважинах со среднесуточным накопленным приростом 5,6 т/сут, что выше общих средних показателей более чем в 1,6 раза (Табл. 6).

Работы по проведению гидроразрыва пластов на новых скважинах из бурения ведутся с 2010 года, они проведены

Наименование показателя	По нефти, т/сут	По жидкости, т/сут	Обводненность (вес.), %
Средний дебит скважины до ГРП	2,8	5,6	50,4
Средний накопленный дебит скважины после ГРП	6,2	14,3	56,8

Табл. 2. Сопоставление средних дебитов до и после ГРП.

на 14 скважинах, в том числе 11 – на добывающем фонде. Средний накопленный прирост дебита нефти по данному направлению ГРП составляет 3,3 т/сут.

С конца 2010 года положено начало применению большеобъемных гидроразрывов пластов (БГРП), как при первичном его применении на отдельных скважинах, так и в виде повторных ГРП.

На отдельных участках постепенно находит развитие целенаправленное применение площадного гидроразрыва пластов. Одним из примеров является участок 6 блока Миннибаевской площади, где основной

объем ГРП произведен в 2010-2011 гг. (Рис. 5). Приводится помесечная динамика добычи нефти как по указанному участку за 2009-2011 гг., так и по 6 блоку в целом. Абсолютные кривые добычи указывают на рост добычи и вполне коррелируют (Рис. 6).

На начало 2012 г. на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть» выполнено более 500 обработок ГРП, в том

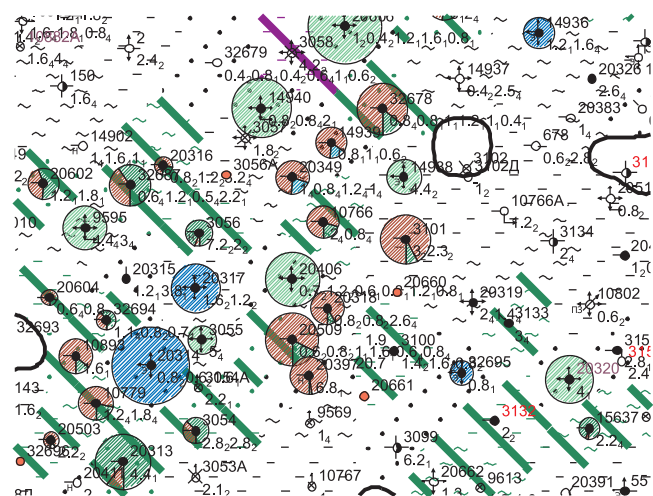


Рис. 5. Пример площадного применения ГРП в центральной части Миннибаевской площади.

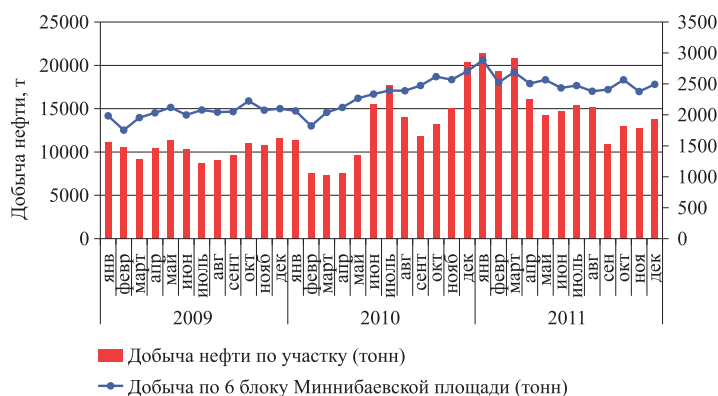


Рис. 6. Динамика добычи нефти по участку площадного применения ГРП.

№ п/п	Интервал среднего прироста, т/сут	Количество скважин	В том числе	
			Количество скважин обеспечившие доп. добычу более 1200т.	Дополнительное количество скважин, по которым ожидается обеспечение доп. добычи более 1200т.
1	1,0-1,9	78	55	12
2	менее 1	103	19	16
	Итого	181	74	28

Табл. 3. Количество добывающих скважин со средним приростом нефти менее 2 т/сут., обеспечившие дополнительную добычу более 1200 тонн.

Показатель	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%	Накопленный прирост среднесуточного дебита нефти, т/сут
до ГРП	13,1	2	82,2	3,1
за первый год после ГРП	28,8	5,8	76,6	
текущий	19,9	3,5	79,5	

Табл. 4. Показатели работы по скважинам с базовой обводненностью более 70 %.

Показатель	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	%	Накопленный прирост среднесуточного дебита нефти, т/сут
до ГРП	4,4	2,1	45,8	2,7
до повторного ГРП	4,8	2,6	37	
за первый год после повторного ГРП	10,4	5,5	38,8	2,1
текущий	10,6	4,4	51,7	

Табл. 5. Показатели работы по скважинам с повторным применением ГРП.

числе 20 % составляют нагнетательные скважины (Гумаров, 2010). Основными задачами гидроразрыва пласта на нагнетательном фонде скважин являются:

- увеличение приемистости;
- создание гидродинамической связи призабойной зоны нагнетательной скважины с зоной питания окружающих добывающих скважин;
- регулирование профиля приемистости.

По таким показателям, как динамика приемистости, пластовых давлений по участку, изменение коэффициента приемистости, можно произвести однозначную оценку успешности гидроразрыва на участке нагнетательной скважины.

В целом достигнутые результаты по гидроразрыву пластов нагнетательных скважин можно оценить, как недостаточно эффективные: необходимые объемы приемистости достигнуты в среднем на 60 %. В связи с отсутствием других эффективных технологий по восстановлению и достижению необходимых приемистостей для отдельных нагнетательных скважин работы по гидроразрыву будут продолжены, особенно на участках с пониженными пластовыми давлениями. Общее количество первоочередных нагнетательных скважин, требующих проведения гидроразрыва пластов, составляет более 130 скважин.

Для НГДУ «Альметьевнефть» гидроразрыв пластов является одной из базовых технологий и в ближайшие три

Состояние	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	% обв.	Рпл	Рзаб
до ГРП	3,2	2,1	23,7	143	86
после ГРП (за первый год эксплуатации)	16,7	10,1	29,7	144	87

Табл. 6. Результаты двойных ГРП на скважинах НГДУ «Альметьевнефть».

года, с учетом работ по проведению повторных ГРП и после бурения новых скважин, необходимый ежегодный объем их применения составляет более 170 скважин в год.

Литература

Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. О текущих результатах и перспективах применения ГРП на добывающем фонде скважин НГДУ «Альметьевнефть». «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан». Сб. докл. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть». Набережные Челны: ООО «Офис-Трейд». 2010. Ч.1. 88-91.

Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г., Карпова О.М. Применение ГРП на нагнетательном фонде скважин объектов разработки НГДУ «Альметьевнефть». «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан». Сб. докл. науч.-практ. конф., посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть». Набережные Челны: ООО «Офис-Трейд». 2010. Ч.2. 228-230.

Рахманов А.Р., Ганиев Б.Г., Карпова О.М., Гумаров Н.Ф. Опыт интенсификации добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов. «О стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере НГДУ «Альметьевнефть». Сб. статей. Казань: «Центр Оперативной Печати». 2011. 4-18.

O.M. Karpova, B.G. Ganiev, N.F. Gumarov. Use of hydraulic fracturing on the producing well stock on the late stage of the Romashkino field development.

This article is concerned with results of hydraulic fracturing application on the development objects of the Almeteyvskneft Oil and Gas Production Department, Tatneft JSC on the late stage of development. Statistic computations and analytical derivations of hydraulic fracturing technology usage are outlined. Results indicate on that hydraulic fracturing for the Almeteyvskneft Oil and Gas Production Department is one of the basic technologies of oil production stimulation.

Key words: hydraulic fracturing, filtration flow, reservoir properties, bottom-hole area.

Ольга Михайловна Карпова
Геолог технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений
Тел.: (8553) 319-633

Булат Галиевич Ганиев
Начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений, к.тех.н.
Тел.: (8553) 319-714

Нафис Фаритович Гумаров
Главный геолог, к.тех.н.
Тел.: (8553) 319-746

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Танефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

О НЕОБХОДИМОСТИ УЧЕТА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПРИ ВЫБОРЕ РЕАГЕНТОВ РЕГУЛЯТОРОВ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК БУРОВЫХ И ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ

Рассмотрены некоторые причины ухудшения коллекторских свойств пластов при их вскрытии и цементировании. Обоснована необходимость применения методологии физико-химической механики при рассмотрении межмолекулярных взаимодействий в системе «раствор – пористая среда» для выбора реагентов, регулирующих фильтратоотдачу буровых и тампонажных растворов. Приведены результаты экспериментальных исследований.

Ключевые слова: буровой и цементный растворы, водоотдача, поверхностные явления, неньютоновские свойства, микрореологические параметры, вязкоупругие свойства.

Основными проблемами при первичном вскрытии продуктивных пластов является их загрязнение, при этом загрязняющая роль фильтратов промывочных жидкостей более значительна, чем роль твердой фазы.

Однако часто без должного внимания остается повреждение пластов при вторичном вскрытии пласта и цементировании эксплуатационных колонн, хотя загрязняющий эффект фильтратов перфорационных жидкостей и тампонажных растворов иногда бывает более значимым, чем загрязнение при первичном вскрытии пластов. Это связано с несколькими факторами.

1. Отсутствие должного контроля значений фильтрации перфорационных жидкостей. В лучшем случае контролируется их солевой состав.

2. Повышенная фильтратоотдача тампонажных растворов, в десятки раз превышающая фильтратоотдачу буровых растворов.

Примеров, подтверждающих указанное, достаточно много. В частности, проводилось сравнение дебитов скважин, зацементированных одно- и двухступенчатым способом. Анализ, проведенный по двум кустам Кирско-Катынского месторождения, показал, что в среднем удельные дебиты при двухступенчатом цементировании выше по пласту ЮВ₁³ в 1,4-3,2 раза, по пласту ЮВ₁¹ – в 1,3 раза, по пласту ЮВ₁² – в 6,2 раза. Эти данные также свидетельствуют об эффективности двухступенчатого способа цементирования при низкой проницаемости пластов (< 10 мД).

Причины столь существенных изменений могут быть в следующем. Объем тампонажного раствора, прокачиваемого через продуктивный пласт и контактирующего с ним, составляет при:

- одноступенчатом способе – 65-70 м³;
- двухступенчатом способе – 25-30 м³.

Давление столба цементного раствора при этом равно:

- одноступенчатый способ – 41,0-50,0 МПа;
- двухступенчатый способ – 32,0-40 МПа.

По месторождениям Западной Сибири, представленным в основном поровыми коллекторами, установлено, что если репрессию на продуктивные пласты уменьшить в 3-4 раза, то продуктивность возрастает в 1,7 раза. По

этому же региону также установлено, что скважины с открытым забоем имеют продуктивность выше в 4 раза и более по сравнению со скважинами с закрытым забоем.

На существенное ухудшение фазовой проницаемости по нефти при наличии в пласте фильтрата цементного раствора указывалось и в работах других исследователей. В частности, исследования, проведенные Каримовым Н.Х., Агзамовым Ф.А., Коренько А.В. на кернах продуктивных пластов Суторминского месторождения, показали, что после воздействия фильтрата цементного раствора коэффициент восстановления проницаемости кернов не превышал 60 %.

Механизм повреждения пласта фильтрами буровых растворов подробно рассмотрен в литературе. Среди основных причин выделяются набухание глинистой составляющей в пласте, образование эмульсий и др. (Петров и др., 2004; Кондрашев, Шарипов, 2000).

В мелкопористых коллекторах возрастает роль поверхностных явлений на границах раздела фаз, а также изменение структурно-реологических свойств жидкостей, находящихся в порах.

Механизм воздействия фильтрата цементного раствора на пласт-коллектор во многом аналогичен воздействию фильтрата промывочных жидкостей. Отличие состоит в том, что фильтрат цементного раствора содержит большое количество Са(ОН)₂. Кроме того, вместе с жидкой фазой в пласты, сложенные из трещиноватых и порово-трещиноватых пород, фильтруются продукты гидратации цемента, и даже частицы коллоидной степени дисперсности, которые при определенных условиях могут образовывать в порах пласта конгломераты, оказывающие дополнительное кольматирующее воздействие.

Наиболее перспективным направлением для предупреждения ухудшения проницаемости пласта при работах в скважине признается снижение фильтратоотдачи технологических жидкостей за счет использования различных химических реагентов.

В то же время, эффективность данного направления не всегда достаточна из-за неучета поведения фильтратов в пластовых условиях.

Мы полагаем, что для уменьшения загрязнения пористой среды необходима объективная информация о фильтрационных качествах буровых и тампонажных растворов и их соответствии геолого-техническим условиям бурения.

Опыт работы в Уфимском государственном нефтяном техническом университете (УГНТУ) в этом направлении говорит о том, что к современным технологическим жидкостям, представляющим собой многокомпонентные дисперсные системы, необходимо применять методологию физико-химической механики, рассматривая их свойства, как результат межмолекулярных взаимодействий в системе «раствор – пористая среда». Именно на использовании таких аномалий в поведении дисперсных систем и может быть, на наш взгляд, основана разработка одного из способов предотвращения нерегулируемого и глубокого проникновения фильтратов буровых и тампонажных растворов в продуктивный пласт.

Проблема заключается и в том, что процесс фильтрации в лабораторных условиях не моделируется, а лишь имитируется. Если в условиях реального пласта процесс фильтрации происходит в пористую среду, где всевозможные эффекты на поверхности раздела «фильтрат – твердое тело», в частности капиллярные явления, играют не последнюю роль, то на традиционных приборах фильтрация происходит через тонкий фильтр. Совершенно очевидно, что отличие в фильтрационных средах не может не влиять на результаты испытаний.

Если к тому же учесть, что растворы большинства полимеров при течении в тонких порах и капиллярах, как правило, проявляют аномальные свойства, то перенос результатов испытаний на фильтрационных приборах (фильтр-пресс, ВМ-6 и др.) на пластовые условия становится не корректным. В пользу такого утверждения косвенно говорит и тот факт, что растворы многих реагентов, проявляя ньютоновские свойства при течении в трубах, резко изменяют свои свойства при течении в тонких порах и капиллярах.

Поскольку поведение таких систем при течении в пористой среде будут определены, главным образом, соотношением размеров макромолекул полимеров и тонких каналов среды, то один и тот же полимер будет вести себя по-разному в каналах различной раскрытости.

Идея состоит в использовании аномалий в поведении дисперсных систем, как основы разработки способа предотвращения нерегулируемого и глубокого проникновения фильтратов в продуктивный пласт. При этом реагент – понизитель водоотдачи должен в объемных (макроскопических) условиях (в трубах и затрубном пространстве) отвечать всем требованиям технологии бурения и крепления, а в пористой среде (микроскопических условиях) усиливать неньютоновские аномалии фильтратов и блокировать поровые каналы, снижая тем самым объем жидкости, проникающей в приствольную область и уменьшая степень загрязнения последнего.

Предложенный механизм похож на технологию снижения водоотдачи за счет применения реагентов, коагулирующих поры пласта. Однако в данном случае «коагуляция» происходит за счет структурирования фильтрата в результате действия поверхностных и капиллярных сил, создания структурно-механического барьера, блокирую-

щего поры и препятствующего дальнейшему продвижению фильтрата в пласт.

Степень структурирования зависит от размера пор, заряда поверхности, вида и концентрации полимера, поэтому выбираемые реагенты не будут иметь универсальный характер: каждый из них имеет вполне определенную область эффективного применения по размерам пор, составу коллектора, давлению, температуре и т.п.

В соответствии с положениями физико-химической механики дисперсных систем жидкость на границе раздела приобретает свойства контактирующих фаз, то есть на границе с твердой фазой – породой она должна приобретать твердообразные свойства, формируя пристенные (граничные) слои с аномально высокими структурно-механическими свойствами. Подобных явлений в пористой среде следует ожидать и от фильтратов буровых и тампонажных растворов, представляющих собой смесь высокомолекулярных органических и неорганических компонентов.

Поэтому для направленного регулирования фильтрационных характеристик и прогнозирования глубины проникновения фильтратов в пласт, стандартных показателей фильтрационных свойств, характеризующихся величиной водоотдачи, далеко недостаточно.

Микрореологические (в масштабе поры) исследования полимерных регуляторов фильтрации проводились на оригинальной установке, реализующей схему прибора Вейлера-Рейндера (Андресон и др., 2004). Суть метода исследования, реализуемого в настоящей установке, состоит в регистрации изменений резонансных параметров колебательной системы, вызванных вязкими или упругими свойствами жидкости, контактирующей с твердым телом в зазорах различной величины.

Диапазон моделируемой в опытах проницаемости пористой среды охватывал интервал от тысячных до десятых долей мкм².

По полученным данным рассчитываются реологические и гидродинамические параметры жидкости в порах данного размера. Преимуществом данного метода исследования по сравнению с другими, применяемыми в реометрии буровых растворов, является возможность получения информации о физическом состоянии и условиях движения флюидов в пористой среде, что может быть непосредственно использовано в гидродинамических расчетах при бурении или разработке нефтяных месторождений.

Методика эксперимента состояла в следующем. Образец исследуемой жидкости – фильтрата бурового или цементного раствора – помещался в рабочий узел установки – узкий зазор фиксированной величины, соответствующий характерным размерам пористой среды. При этом исследовалась кинетика структурообразования образца жидкости, ее установившиеся структурно-механические свойства, как при фиксированной скорости сдвига, так и в широком интервале, охватывающем значения последней в приствольной и забойной зонах.

Справедливость высказанных положений можно подтвердить данными по исследованию безглинистой (на основе Selpol SL) и глинистой (обработанной КМЦ) промывочной жидкости. Параллельные фильтрационные и микрореологические исследования позволили сопоставить данные двух независимых методов, выявить механизм затухания фильтрации растворов данного типа и

использовать этот эффект в дальнейшем для снижения водоотдачи (Рис. 1).

Опыты по фильтрации проводились на автоматизированной установке FDES (США) – аналоге отечественной УИПК, в режиме постоянного расхода.

Характерным для опытов на пористой среде является увеличение в пределах порядка перепада давления (Рис. 1) и пропорциональное снижение проницаемости (Рис. 2) уже в течение первого часа фильтрации или после прохождения одного порового объема фильтрата. Глинистая компонента в образце с КМЦ отсутствовала.

Для растворов с твердой фазой подобный эффект обычно связывается с возникновением малопроницаемой фильтрационной корки. В нашем случае, снижение проницаемости породы связано со структурно-механической коагуляцией пористой среды, процессом «запечатывания» пор из-за модификации надмолекулярной структуры фильтрата при контакте с породой.

На это однозначно указывает сопоставление фильтрационных и микрореологических параметров в реальном масштабе времени. Видно, что в узких зазорах, размеры которых соответствуют среднему радиусу кернов, вязкопластичные (по стандартным методикам) жидкости приобретают несвойственные им в обычных условиях аномальные физические свойства: появляются модуль сдвига и вязкость, величина которой возрастает в пределах порядка. Принципиально важно отметить, что перегиб кривой давления наступает при выходе вязкоупругих свойств (кривые 2 и 3) на максимальный уровень, характерный для уже сформировавшегося граничного слоя, сужающего просветность пор. Совпадение точек перегиба кривых изменения во времени проницаемости, вязкости и модуля упругости (Рис. 2) для другого образца прямо указывает на то, что именно структурно-механическая коагуляция поровых каналов является основной причиной снижения проницаемости и роста перепада давления при фильтра-

ции. Дальнейшие исследования течения фильтратов в узких зазорах разной величины показали, что их критические напряжения – градиенты давления – соизмеримы с действующими в призабойной зоне.

Из представленных материалов видно, что применение нестандартного подхода к разработке технологических жидкостей позволяет подобрать компонентный состав, обеспечивающий надежную изоляцию пристволенной области от загрязнения уже на начальном этапе.

В качестве регуляторов фильтрации тампонажных материалов рассматривался ряд полимеров: гивпан, ОЭЦ, гипан, ВПК и др. (Комлева и др., 2008).

Установлено, что в порах микронной толщины разбавленные водные растворы полимеров проявляют вязкоупругие свойства, не свойственные подобным жидкостям в обычных условиях: динамическая вязкость кратно превышает объемные значения этого параметра, а наличие сдвиговой упругости, характеризующей способность тел к сопротивлению изменению формы, указывает на наличие твердообразной структуры в данных растворах.

При этом нами установлено, что микрореологические параметры плохо коррелируют с объемными. К примеру, Гипан и ВПК-402 имеют весьма посредственные стандартные объемные показатели, в порах же они превосходят по своим свойствам более высокомолекулярные образцы.

Например, для ВПК-402 по мере уменьшения величины узкого зазора неньютоновские аномалии заметно усиливаются, и кривая течения приобретает характерный для твердообразного тела вид, количественные характеристики которого (эффективная динамическая вязкость, критические напряжения сдвига) кратно превосходят аналогичные параметры других реагентов.

Эксперименты указывают на комплексный и неоднозначный характер действия полимеров – регуляторов фильтрации: повышение концентрации ВМС в растворах (обозначено стрелками) может приводить к разнонаправленному изменению условной водоотдачи и растекаемости раствора (Рис. 3).

Другим побочным эффектом, обнаруженным при исследовании водных растворов полимеров, является резкое усиление их консистенции и снижения водоотдачи в присутствии солей кальция, применяемых обычно в качестве ускорителей схватывания и твердения тампонажных растворов.

Из таблицы 2 следует, что водоотдача водных растворов и фильтратов ВМС с хлористым кальцием снижается в 5 и более раз даже при значительно меньшей продолжительности опытов, а динамическая вязкость растворов в той же степени возрастает. Отмеченное вызвано эффектом «электролитного набухания», суть которого состоит в изменении конформаций молекул, их «распрямлении» или «сворачивании» при нарушении баланса сил электростатического отталкивания и притяжения под действием вводимых в раствор ионов.

В данном случае катионы Ca^{2+} , нейтрализуя отрицательно заряженные боковые группы ОЭЦ, усиливают тем самым когезионное и адгезионное взаимодействие в системе и изменяют ее структурно-чувствительные параметры: вязкость, водоотдачу и т.п.

Полимер	Концентрация, %	Размер зазора, мкм	Эффективная вязкость, мПа·с	Модуль сдвига, кПа
ВПК-402	0,2	1,5	59,4	2,83
то же	0,2	6,0	55,2	1,43
- // -	0,5	1,5	53,3	2,59
- // -	0,5	6,0	20,5	1,62
Гипан	0,2	1,5	171	0,14
то же	0,2	6,0	101	0,15
- // -	0,5	1,5	15,2	0,27
- // -	0,5	6,0	12,2	0,09
ПАА	0,2	1,5	10,4	0,10
то же	0,2	6,0	10,0	0,06
- // -	0,5	1,5	66,7	0,24
- // -	0,5	6,0	31,0	0,09
КМЦ-600	0,5	1,5	44,2	0,18
то же	0,5	6,0	31,8	0,05

Табл. 1. Вязкоупругие свойства растворов в узких зазорах.

№ пп	Состав раствора, %				Водоотдача, см ³ /мин	Динамическая вязкость, мПа·с	
	ОЭЦ	CaCl ₂	Ca(OH) ₂	Вода		Раствор	Фильтрат
1	0,40	-	-	ост.	35/12	18,4	14,62
2	0,40	-	1,00	- " -	35/1	5,08	4,4
3	0,40	40,0	-	- " -	7/30	129,71	23,75
4	0,40	40,0	1,00	- " -	2/30	144,23	15,88

Табл. 2. Сравнение вязкости водных растворов ОЭЦ и их фильтратов.

Реагент	Коэффициент растекаемости, % ⁻¹	Коэффициент водоотдачи, % ⁻¹	Диапазон концентраций, % масс.	В/Ц
ВПК-402	0,6	0,12	2-7	0,5
Гивпан	0,016	0,197	5-10	0,5
ССБ	0,406	0,915	0,25-1,0	0,5-0,36
КМЦ-600	0,233	1,03	0,25-1,0	0,5
Нитролигнин	0,291	1,03	0,25-1,0	0,5-0,4
ПФЛХ	0,292	1,06	0,25-1,0	0,5-0,4
Гипан	0,262	1,55	0,5-1,0	0,5
Персол-156	- 0,085	1,98	0,5-1,0	1,0
ОЭЦ	- 0,511	6,38	0,15-0,30	0,55-0,72

Табл. 3. Приведенные характеристики реагентов.

Величина узкого зазора, мкм	Относительная вязкость фильтрата с добавками ВПК -402					
	5 %			10 %		
	Время выдержки фильтрата в узком зазоре, ч					
	0,08	5	10	0,08	5	10
1	1,8	1,4	0,6	1,8	1,5	2,3
2	1,9	3,7	3,5	13	71	67
5	1,3	1,8	2,3	2,6	4,6	6,5

Табл. 4. Зависимость относительной вязкости фильтрата от концентрации полимера, величины узкого зазора и времени наблюдения.

Этот эффект привлекателен тем, что он позволяет изменять в широких пределах структурно-механические свойства дисперсных систем без применения дорогостоящих реагентов.

Другим принципиально важным обстоятельством, не учитываемым в стандартной реометрии буровых растворов, является их контактное взаимодействие с пористой средой.

По современным представлениям проникновение фильтрата в приствольную зону определяется двумя факторами: малопроницаемой коркой на стенке скважины и структурно-механической кольматацией пористой среды. Последняя, обнаруженная еще более полувека назад П.А. Ребиндером и др. по затуханию фильтрации, обусловлена образованием адсорбционно-сольватных пристенных или граничных слоев на поверхности пор. По данным, полученным в УГНТУ, и другим независимым исследованиям, толщина этих слоев составляет от единиц для пластовых флюидов до десятков микрометров для полимеров. При их соизмеримости с размерами пор возможна структурно-механическая кольматация, дополнительно ограничивающая проникновение фильтрата в пористую среду.

Для оценки значимости последней были выполнены специальные микрореологические исследования в плоских капиллярах, соответствующих размерам пор нефтенасыщенных коллекторов.

На кинетических кривых можно выделить 2 фазы структурообразования: быструю и медленную (Рис. 4). В течение первой возникает адсорбционный слой, на второй осуществляется более медленная достройка полимолеку-

лярного граничного слоя, простирающегося на несколько молекулярных порядков от границы раздела и определяющего тем самым структурно-механические характеристики жидкости в этой области.

Из рисунка 4 видно, что в этих условиях вязкие свойства фильтрата увеличиваются на порядок и более. По уровню консистентности кривые 1 и 3 соответствуют гелеобразному состоянию образцов, объемная вязкость которых не превышает 56 мПа·с.

Факторы, обуславливающие аномальные свойства – водо-цементное отношение (В/Ц) и размер узкого зазора, имеют сугубо поверхностную природу: уменьшение зазора усиливает действие твердой фазы, а микрочастицы цемента, как наполнитель дисперсной системы, увеличивают площадь контактного взаимодействия и дополнительно структурируют фильтрат в поровом объеме. Этим объясняются более высокие скорости структурообразования и уровень вязкости при снижении величины В/Ц (кривая 3).

Анализ особенностей течения образцов фильтрата показал, что оно отвечает реологической модели вязкопластичного тела, а критические напряжения-градиенты давления в этих условиях соизмеримы с призабойными. Последнее дает основание полагать, что малопроницаемые пропластки могут быть надежно «запечатаны» за счет структурно-механической кольматации фильтрата без добавок ВМС.

Антифильтрационные характеристики тампонажного раствора для более проницаемых сред тестировались по стандартным и микрореологическим методикам. В последней серии опытов было установлено, что полимеры, имеющие весьма средние показатели по водоотдаче, в порах микронной величины проявляют аномально высокие структурно-механические свойства. Анализ полученных данных показал, что это связано с особенностями структурообразования жидкости в пристенных слоях (Рис. 5).

Экстремальный характер концентрационной зависимости вязкости фильтрата говорит о том, что наибольшие аномалии наблюдаются в средах со слабым когезионным взаимодействием (изолированные молекулы в разбавленных или их агрегаты в более концентрированных растворах). В этих случаях обеспечивается наиболее интенсивный массоперенос к границе раздела жидкость – твердое тело и формирование плотноупакованной надмолекулярной структуры в граничном слое. Напротив, ВМС с развитой объемной сеткой и соответственно низкой водоотдачей в этих условиях подвергаются меньшей модификации. С увеличением размера пор поверхностные эффекты уменьшаются, структурирование жидкости все более развивается по объемному механизму, а зависимость приобретает более монотонный характер (кривая 2).

Отмеченное выше четко прослеживается на кривых течения в порах разной величины (Рис. 6): логарифмический масштаб оси напряжений отражает резкое увеличение прочности упруговязкой структуры фильтрата и величины критических напряжений при возрастании доли ВПК с 5 до 10 %. Последнему случаю соответствует критический градиент давления ~22 МПа/м, соизмеримый с их уровнем в призабойной зоны.

В действительности, структурно-механическая «пробка» фильтрата должна выдерживать еще большие давле-

ния, поскольку при разрыве сплошности (участки кривых течения с отрицательным углом наклона) они локализируются во входной части пор и не распространяются на остальной объем фильтрата.

Установлено, что вязкость собственно фильтрата без полимерных добавок в мелких порах кратно (в пределах порядка) превышает объемные значения этого параметра, получаемые с помощью ротационной вискозиметрии. Из этого следует, что для объективной оценки фильтрационных качеств цементных растворов необходимы дополнительные исследования в пористой среде или на ее моделях, как это имело место в нашем случае.

Дальнейшие эксперименты показали, что структурно-механические свойства фильтрата сильно и однозначно зависят от величины узкого зазора и водоцементного отношения: двукратное их уменьшение приводит к резкому росту скорости структурообразования и величины вязкости (до 1000 мПа·с). По мере увеличения размеров узкого зазора структурирующее действие твердого тела – породы снижается; пропорционально уменьшается и различие в консистенции фильтрата: при ВЦ=0,5 вязкость последнего в зазорах 2 и 5 мкм составляет уже соответственно 1052 и 574 мПа·с.

Анализ микрореологических исследований фильтратов цементного раствора показал, что в этих условиях принципиальное значение имеет не только уровень структурно-механических свойств, но и динамика их изменения при молекулярно-поверхностном взаимодействии с породой, определяющая скорость формирования структурно-механического барьера, который препятствует проникновению жидкой фазы раствора в пористую среду. Сопоставление указанных временных характеристик тампонажных и биополимерных безглинистых промывочных жидкостей показало, что в низкопроницаемых пористых средах их фильтраты практически не отличаются по этому критерию. Другими словами, в таких средах полимер практически не влияет на процесс фильтрации.

Введение добавки неоднозначно влияет на структурно-механические свойства фильтрата цементного раствора и их динамику (Табл. 3). Табличные данные представлены в безразмерном виде, фактор приведения – эффективная вязкость собственно фильтрата при прочих равных условиях.

Из таблицы 4 видно, что в порах малого размера (до 1 мкм) ВПК-402 несколько увеличивает вязкость и снижает

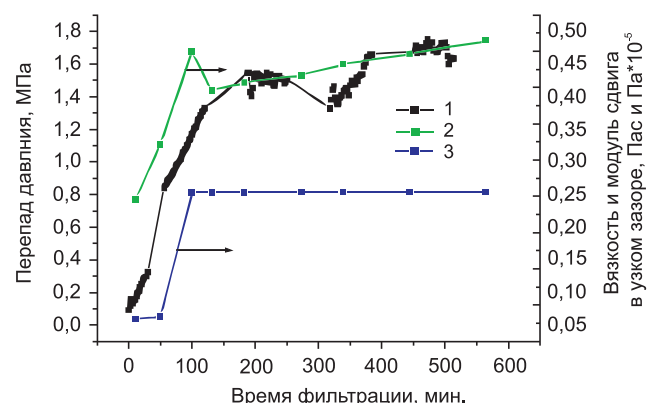


Рис. 1. Зависимость перепада давления (1), вязкости (2) и модуля сдвига (3) раствора на основе Selpol SL в узком зазоре 5 мкм от времени.

ет скорость структурообразования.

Отмеченное связано с известным замедлением адсорбционных процессов при соизмеримости размеров молекул и пор. Уменьшение влияния данного эффекта в более крупных порах, как следует из представленных данных, приводит к кратному возрастанию вязкости фильтрата. Обращает внимание очень сильная динамика вязкости в зазоре 2 мкм, что связано с перекрытием просвета поры граничными слоями толщиной ~ 1 мкм, возникающими на ее стенках и полностью ее колюматирующими.

Дальнейшие микрореологические измерения позволили выявить характер течения фильтратов и возникающих в этих условиях надмолекулярных структур. В отсутствие полимерной добавки фильтрат проявляет свойства хрупкой твердообразной структуры конденсационного типа, прочность которой в узких зазорах до 2 мкм соизмерима с градиентами давления в призабойной зоне. Это подтверждает сделанные выше выводы о высоких антифильтрационных качествах самого фильтрата в малопроницаемых средах.

Введение полимера пластифицирует надмолекулярную структуру, придавая ей более упругие свойства. При концентрации ВПК-402 до 10 % кривая течения фильтрата приобретает вид, характерный для вязкоупругих твердообразных структур с разрывом сплошности, что указыва-

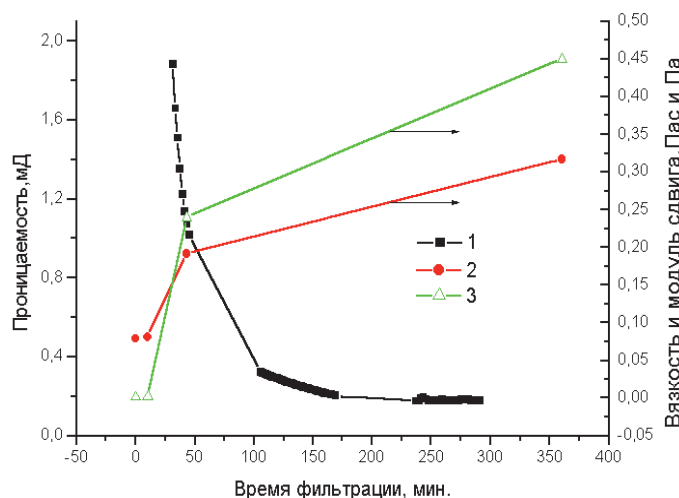


Рис. 2. Зависимость проницаемости (1) от времени фильтрации, вязкости (2) и модуля сдвига (3) в узком зазоре 5 мкм для фильтрата глинистого раствора на основе КМЦ.

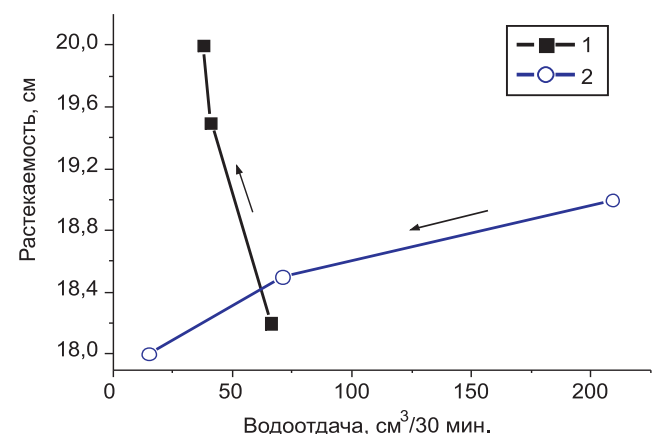


Рис. 3. Соотношение растекаемости и водоотдачи в тампонажных растворах с различным содержанием ОЭЦ (1) и гилпана (2).

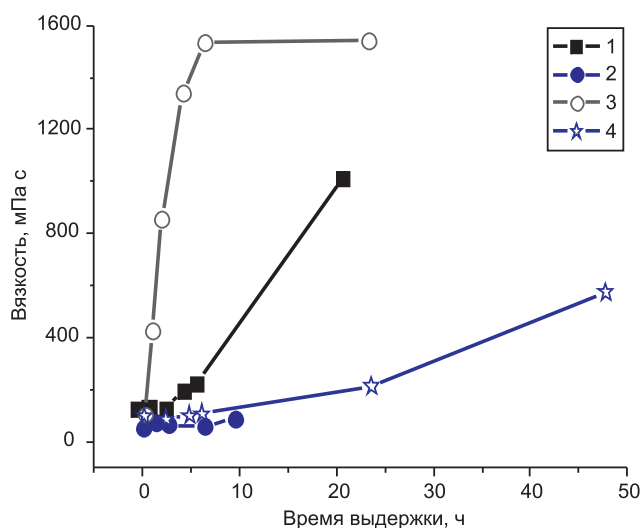


Рис. 4. Динамика вязкости фильтрата в зазорах различной величины: 1 – 1 мкм ($B/C=1,0$); 2 – 2 мкм ($B/C=1,0$); 3 – 2 мкм ($B/C=0,5$); 4 – 5 мкм ($B/C=0,5$).

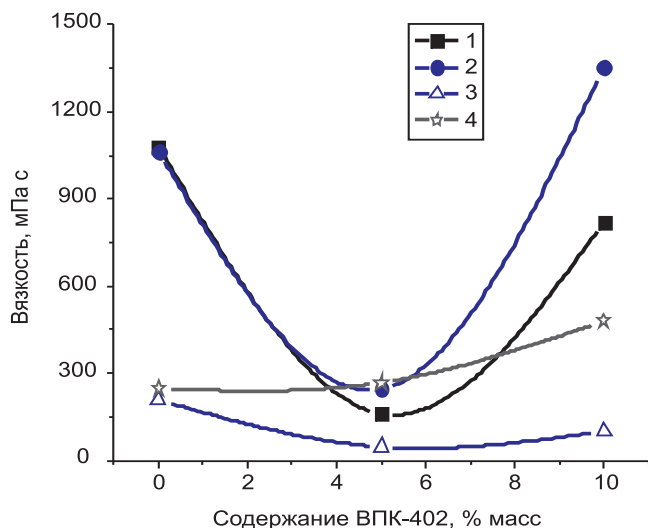


Рис. 5. Зависимость вязкости фильтрата от концентрации ВПК-402, времени выдержки и величины узкого зазора: 1 – 10 час., 2 мкм; 3 – 10 час., 5 мкм; 2 – 40 час., 2 мкм; 4 – 40 час., 5 мкм.

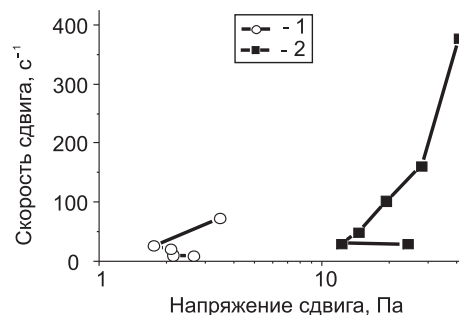
ет на снижение проникающей способности фильтрата и в более проницаемой пористой среде (Рис. 6).

Исходя из проведенных исследований, сделан весьма важный вывод о том, что в низкопроницаемых пористых средах (средний размер пор до 2 мкм) тампонажный раствор без всяких полимерных добавок может вполне обеспечивать высокое фильтрационное сопротивление в пластовой системе «фильтрат – пористая среда». В более проницаемых коллекторах глубина проникновения фильтрата эффективно регулируется с помощью реагента ВПК-402.

Анализ такого рода данных по всем образцам позволил существенно ограничить количество потенциально возможных полимерных модификаторов и с учетом последнего этапа – фильтрации на пористой среде выбрать по обобщенному критерию, отражающему влияние полимера на другие показатели раствора, оптимальный регулятор фильтрационных свойств – ВПК-402.

Опытно-промышленные испытания тампонажного раствора на ряде месторождений Казахстана подтвердили правильность подхода, реализованного при его разработке.

Рис. 6. Кривые течения фильтрата с 5 (1) и 10 (2)% ВПК-402 в зазоре 5 мкм.



Выводы

1. Лабораторными и промысловыми исследованиями установлен новый фактор регулирования антифильтрационных свойств технологических буровых жидкостей – структурно-механическая коагуляция пористой среды, обусловленная усилением неньютоновских свойств фильтрата при контакте с породой.

2. Этот фактор играет важную роль в ограничении глубины проникновения (загрязнения) в пористую среду технологических жидкостей и является определяющим для безглинистых (без твердой фазы) промывочных систем.

3. Применение изложенного в практике бурения требует изменения сложившихся стереотипов о способах сохранения продуктивных свойств пласта и принципиальной модификации стандартных методик анализа водоотдачи технологических буровых жидкостей.

4. Реагенты – понизители водоотдачи тампонажных растворов должны в объемных условиях в затрубном пространстве отвечать всем требованиям технологии цементирования, а в пористой среде усиливать неньютоновские аномалии фильтрата и блокировать поровые каналы, снижая тем самым объем фильтрата в пристволенной области и степень загрязнения последней.

5. Впервые по оригинальной методике определены микрореологические свойства фильтратов тампонажных растворов. Установлено, что фильтрат цементного раствора в узких зазорах микронной величины проявляет аномально высокие структурно-механические свойства. В самом начале контактного взаимодействия его вязкость достигает ~100 мПа·с, чтократно превышает объемные значения этого параметра. С уменьшением величины узкого зазора и водоцементного отношения неньютоновские свойства фильтрата усиливаются.

6. Произведена оценка «загрязняющего» эффекта реагентов – понизителей водоотдачи, и показано, что в высокопроницаемых коллекторах хорошие результаты обеспечивает применение полимерного реагента – понизителя водоотдачи ВПК-402.

Литература

- Андресон Б.А., Гилязов Р.М., Гибадуллин Н.З., Кондрашев О.Ф. Физико-химические основы применения безглинистых полисахаридных растворов для заканчивания скважин. 2004. 250.
- Комлева С.Ф., Измухамбетов Б.С., Кондрашев О.Ф. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей. под редакцией Агзамова Ф.А. Уфа. 2008. 188.
- Кондрашев О.Ф., Шарипов А.У. Модификация структурно-механических свойств полимеров в пористой среде. М.: Геоинформмак, 2000. 56.
- Петров Н.А., Измухамбетов Б.С., Агзамов Ф.А., Ногаев Н.А. Катионоактивные ПАВ – эффективные ингибиторы технологических процессов нефтегазовой промышленности. СПб.: 2004. 408.

УДК: 550.832.44

А.Р. Рахматуллина, В.С. Дубровский, Р.Н. Абдуллин
ООО «ТНГ-Групп», Бузульма
omp31@tngf.tatneft.ru

НЕКОТОРЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИМИДЖЕРА В ООО «ТНГ-ГРУПП»

Статья посвящена опыту применения электрического микросканера при геофизических исследованиях скважин. Электрический микросканер позволяет определять элементы залегания пластов и трещин, параметры трещин и пустотного пространства, первичную и вторичную пористости, а также направление минимального горизонтального напряжения.

Ключевые слова: микросканер, трещина, угол падения, азимут падения, первичная пористость, вторичная пористость.

Методы пластового микроэлектрического сканирования за счет высокого вертикального разрешения, сопоставимого с данными керна, и обзорной оценки стенок скважины, позволяют получить уникальную для практики геофизических исследований скважин информацию:

- о сложнопостроенных коллекторах (выделение и характеристика микрогоризонтов, определение типов трещин и параметров трещиноватости, оценка проницаемости по раскрытости и плотности трещин, определение истинной эффективной толщины, привязка глубины отбора и ориентировки керна);
- о структуре месторождения (определение углов падения и азимутов простирания, структурных несогласий, тектонических нарушений);
- о седиментологических особенностях (направление полеотечения, фации и циклы);
- о направлении стрессов.

Информация, получаемая в результате обработки и интерпретации материалов электрического микро-

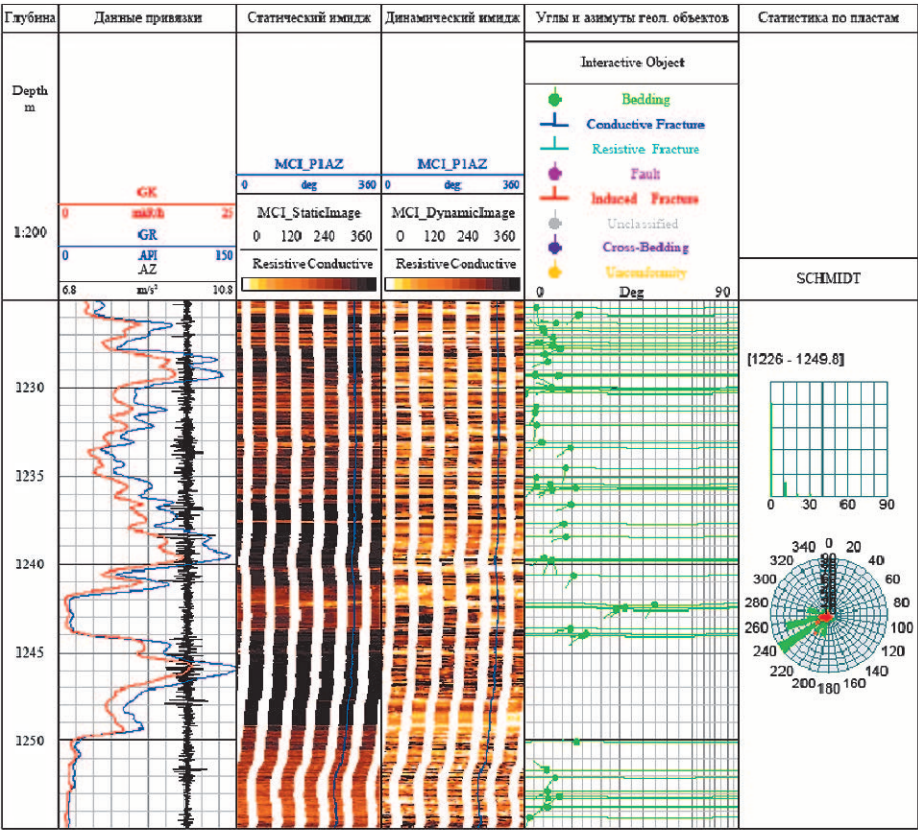


Рис. 1. Структурный анализ.

Окончание статьи Ф.А. Агзамова, О.Ф. Кондрашева, С.Ф. Комлевой «О необходимости учета коллекторских свойств пласта при выборе реагентов...»

F.A. Agzamov, O.F. Kondrashov, S.F. Komleva. **Necessity of the reservoir properties accountancy in the selection of agents and adjusters of drilling and cement fluids filtration characteristics.**

The article covers some causes of reservoir properties deterioration during completion and grouting processes. Necessity of physical-chemical mechanics methodology application is established when considering molecular interaction in «solution - porous medium» system for the selection of agents regulating filtrate return of drilling and cement fluids. Experimental results are given.

Key words: drilling and cement fluids, water loss, surface phenomena, non-Newtonian properties, microrheology parameters, the viscoelastic properties.

Фарит Акрамович Агзамов
Д.тех.н., профессор кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин».

Олег Федорович Кондрашев
Д.тех.н., профессор кафедры «Физика».

Светлана Фаритовна Комлева
К.тех.н., доцент кафедры «Бурения нефтяных и газовых скважин».

Уфимский государственный нефтяной технический университет. 450062, Башкортостан, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1. Тел.: (342)-242-09-34.

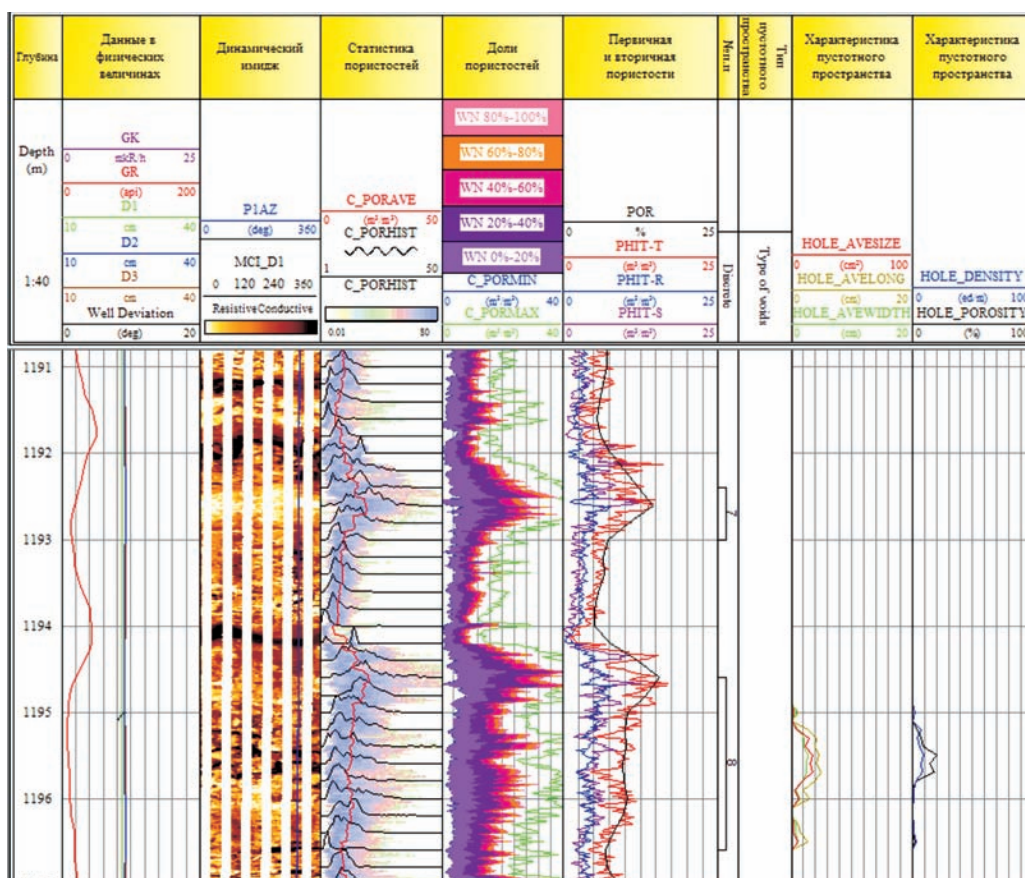


Рис. 2. Пример оценки пористости по скважине.

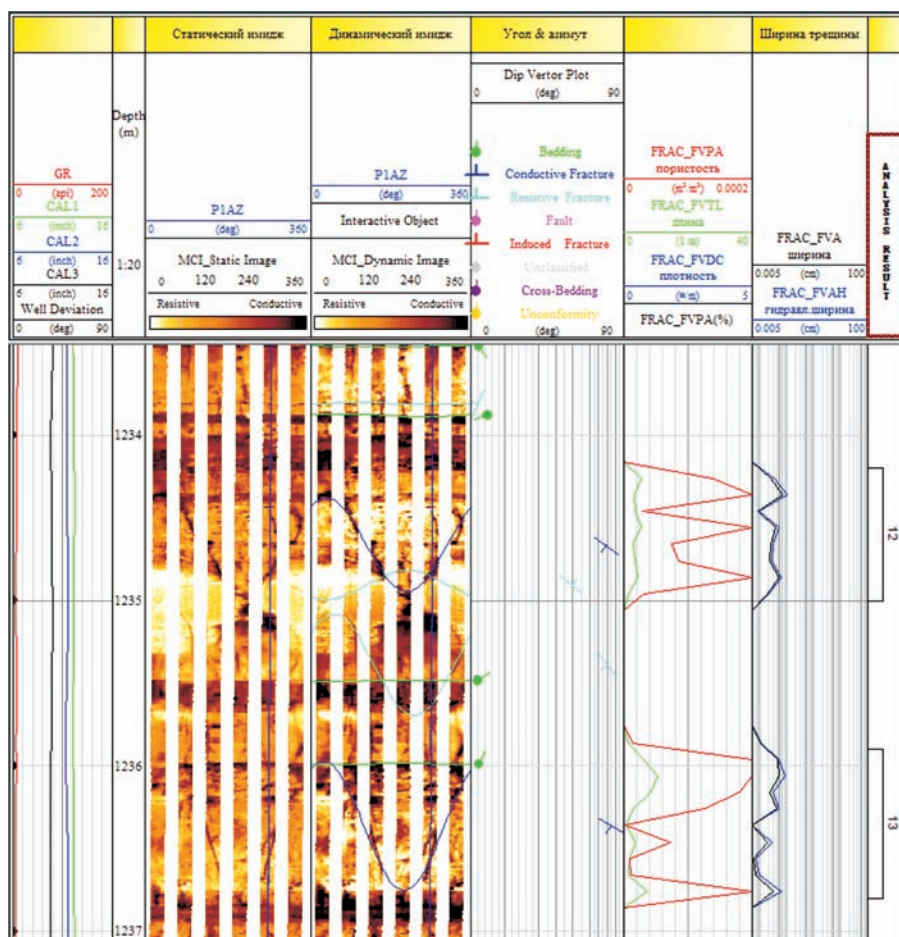


Рис. 3. Пример результатов количественной обработки параметров трещин.

имиджера, в основном, представляет собой набор геологической информации: седиментология, углы падения пластов, разломы, трещиноватость и т.д.

Такого рода информация, например, необходима для создания точных геологических моделей сложнопостроенных залежей и пластов со сложным композиционным составом.

Имиджинг по сравнению с обычным керном экономит время бурения, имеет большую представительность, высокое вертикальное и горизонтальное разрешение, обеспечивает точную увязку по глубине, но имеет худшее разрешение по сравнению с керном: невозможно определить проницаемость, размеры зерен, минералогию.

С 2011 года в ООО «ТНГ-

Групп» начал применяться электрический микросканер MCI, производимый в компании CPL (China Petroleum Logging CO., LTD). Исследования данной аппаратурой проведено в 17 скважинах и контрольно-поверочной скважине.

МСИ представляет собой прибор, измеряющий электрическое сопротивление пород в пределах стенок скважины. Регистрация данных проводится с помощью 144 прижимных электродов, расположенных по периметру скважины. Полученные кривые отражают изменения относительной микроэлектропроводности пласта перед электродом, связанные со структурной и электрохимической неоднородностью. Данные вариации тока электрода соответственно обрабатываются и конвертируются в цветные или полутонные изображения, отражающие разность пластовых сопротивлений, что позволяет детально определять элементы залегания пластов, выделять интервалы трещинообразования и определить их плотность и раскрытость. Данные имеют строгую азимутальную привязку.

Электрический микросканер МСІ
решает следующие задачи:

- определение элементов залегания и характеристик пластов;
- оценка условий осадконакопления;
- выявление и количественная

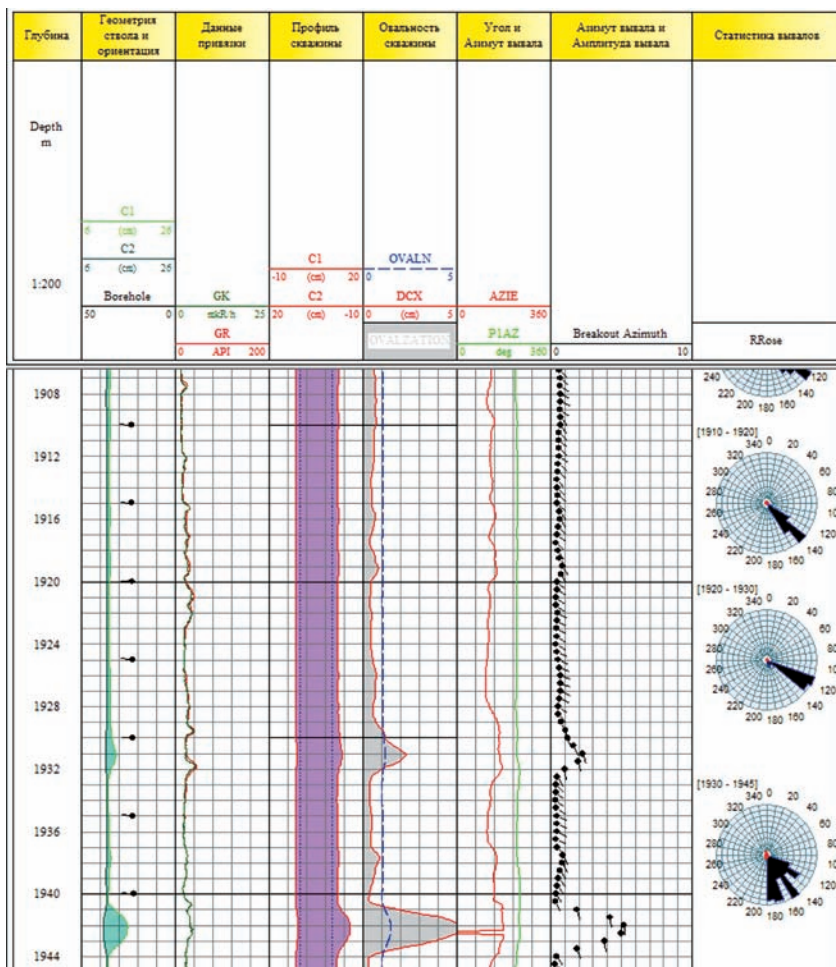


Рис. 4. Пример анализа геометрии ствола скважины.

оценка параметров трещин;

- анализ профиля скважины;
- стратиграфическая корреляция разреза;
- анализ напряженного состояния горных пород.

На рисунке 1 представлен структурный анализ по данным МСИ с определением углов и азимутов падения пластов. На последней дорожке приведена статистика по углам падения в виде гистограммы и розы-диаграммы азимута падения пластов, в данном случае основное направление падения пласта – юго-запад.

Прокалиброванные электрические имиджи, полученные с помощью МСИ, представляют карту проводимости стенки скважины, в основном, в зоне проникновения. Значения проводимости каждого измерительного электрода МСИ переводятся в значения пористости. Таким образом изображение электропроводности преобразуется в изображение пористости. В результате обработки такого изображения можно определить среднюю по всем электродам вторичную пористость и другие параметры. Следующая скважина вскрыла карбонатные отложения алексинского и тульского горизонта (1160,0-1226,0 м). Вторичная пористость (РНIT-S) порового и порово-кавернового типа и изменяется в пределах 0,19-6,46 % (Рис. 2).

Высокая разрешающая способность метода позволяет определить тип трещин, интервалы развития трещин, а также провести количественный анализ трещин. Выделенные трещины группируются в интервалы.

Программное обеспечение позволяет проводить ана-

лиз трещиноватости, после трассирования трещины на динамическом имидже определяются следующие количественные параметры: раскрытость трещины (FRAC_FVA), длина трещины (FRAC_FVTL), плотность трещин (FRAC_FVDC) и трещинная пористость (FRAC_FVPA) (Рис. 3).

По 6-ти башмакам кроме электропроводности определяются и радиусы скважины, что позволяет также вести и анализ стрессового состояния ствола скважины. На 5-й дорожке представлена кривая указания эллиптичности ствола скважины, на 6-й дорожке – азимут и амплитуда вывалов; 7-я дорожка: представление азимута направления вывалов в виде розы диаграммы. На представленном примере (Рис. 4) вывалы стенок скважины обнаружены в основном в нижней части интервала исследования. Направление текущего максимального горизонтального главного напряжения пород в районе вывалов определено как юг-север (азимут 170-180°). Вывалы стенок скважины, измеренные градуированным каналом радиусомера, достигают 2,26 см (на глубине 1928-1932,6 м) и 5,05 см (на глубине 1940,6-1944,1 м).

Заключение

Использование электрического микроимиджера (МСИ) позволит определять элементы залегания пластов в необсаженных скважинах, выявлять трещинные, кавернозные зоны и тонкослоистые пропластки и желоба, что повысит достоверность выделения коллекторов в карбонатных породах и определения коллекторских свойств.

A.R. Rahmatullina, V.S. Dubrovsky, R.N. Abdullin. **Various results of the electrical imager usage in TNG Group Ltd.**

The paper is dedicated to experience of the electrical micro scanner application for well survey. Electric micro scanner enables to define strata and splits position elements, as well as to determine characteristics of splits and evacuated space, primary and secondary porosity, and minimum horizontal intensity direction.

Key words: micro scanner, split, primary and secondary porosity, well survey.

Ания Раисовна Рахматуллина
Главный геофизик ОМП 31 НТУ.
Тел.: 8-(85594)-9-15-18.

Владимир Сергеевич Дубровский
Начальник НТУ.
Тел.: 8-(85594)-9-14-00.

Ринат Нуруллович Абдуллин
Начальник ОМП 31 НТУ.
Тел.: 8-(85594)-9-15-18.

ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, ул. Ворошилова, 21.

ООО «ТНГ-ГРУПП»: НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ГЕОНАВИГАЦИИ ПРИ ПРОВОДКЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Представлен опыт работы с телесистемой ЗТС-42ЭМ и наддолотным модулем, разработанными ОАО НПП «ВНИИГИС», при проводке горизонтальных скважин. Мониторинг данных телесистемы с забоя скважины позволяет по геофизическим параметрам осуществлять проводку горизонтального ствола в соответствии с построенной геологической моделью. Рассчитанные синтетические кривые гамма-каротажа, индукционного каротажа в процессе бурения сравниваются с данными телесистемы, что позволяет корректировать модель скважины, принимать оперативные решения по управлению траекторией ствола.

Ключевые слова: скважина, телесистема, наддолотный модуль, геонавигация, мониторинг данных, геологическая модель.

Мониторинг данных в режиме реального времени

В ООО «ТНГ-Групп» с 2011 года внедрена система «Лёгкого монитора». Она позволяет отображать на экране компьютера данные телесистемы с забоя скважины в режиме реального времени (Рис. 1). При этом заказчику для просмотра достаточно иметь выход в интернет, не требуется установка специального программного обеспечения. Для получения более полной информации со скважины в систему «Лёгкого монитора» добавлен мониторинг данных датчиков ДЭЛ-140. Создание информационного портала позволило отслеживать не только текущую информацию по скважине, но и создавать базы данных по пробуренным скважинам, появилась возможность стыковки с базами АСОИГИС по каротажам, обмена данными по сейсмике.

Доступность и скорость получения информации позволяют перейти к геонавигационному сопровождению бурения горизонтальных и многозабойных скважин.

Созданный в НТУ центр мониторинга позволил объединить специалистов различного направления. Для сопровождения бурения сложных скважин выполняются работы по анализу каротажных данных соседних и пилотных скважин, определяются границы пластов, строится геологическая модель скважины. По проектной траектории рассчитываются синтетические кривые гамма-каротажа (ГК), индукционного каротажа (ИК), позволяющие геологам строить прогнозы в процессе бурения.

Немаловажное значение для управления бурением имеет информация по технологическим параметрам как с устья, так и забоя скважины (например нагрузка на долото, обороты вала двигателя, давление на забое и т.д. ранее были только расчётными). Объём информации, полученной со скважины в процессе бурения, часто позволяет отказаться от привязочных каротажей, что сокращает время и стоимость бурения, ускоряет прохождение прихватоопасных зон.

Опыт применения геонавигации

Геонавигация для ООО «ТНГ-Групп» началась с активного внедрения ГК при проводке всех типов скважин.

Модуль ГК устанавливался в телесистему независимо от пожеланий заказчика, отрабатывались методы обработки и передачи информации, взаимодействие с геологическими службами. Большую помощь в этом оказали геологи НГДУ «Джалильнефть». С началом применения наддолотного модуля (НДМ) расширились и возможности по получению информации практически с забоя скважины. НДМ становится оперативным инструментом навигации геологическими службами заказчика. Сопровождение бурения СГО с применением наддолотного модуля позволяет не только отследить траекторию условно-горизонтального ствола в продуктивной части базового пласта в режиме реального времени, но в комплексе со станцией ГТИ оперативно реагировать на изменение геологической ситуации на забое скважины, принимать управленческие решения.

При проведении горизонтальных стволов (ГС) очень важно определить положение кровли, подошвы и водонефтяного контакта продуктивного пласта в пространстве и проследить расстояние до горизонтальной части ствола от них. Кроме того, для своевременного решения технологических задач бурения нужно определить и пространственное положение характерных пластов, расположенных выше продуктивного пласта. При бурении горизонтальной скважины на продуктивный пласт турнейских или бобриковских отложений желательнее проследить положение ствола скважины, начиная с тульских отложений или выше.

Для решения этих задач в НТУ ООО «ТНГ-Групп» разрабатываются методики и программный комплекс оперативного построения минигеологической модели в районе бурения ГС, расчёта прогнозных кривых ГК для проектного и реального ствола по данным соседних скважин, их графического представления совместно с кривыми ГК от телесистемы. На рисунке 2 представлены результаты работы при бурении скважины 15883г.

В построенную модель включены четыре пласта: первый тульский глинистый пласт, плотный тульский пласт, второй глинистый тульский пласт и бобриковский пласт. Хотя пласты, находящиеся выше продуктивного, могут содержать более тонкие пропластки, для оптимизации проводки горизонтального ствола это не имеет принципиаль-

ного значения.

Все штриховые кривые относятся к проектному стволу скважины, а сплошные – к реальному стволу. Прогнозная кривая ГК для проектного ствола (GK-pr) хорошо согласуется с построенной моделью. Прогнозная кривая на реальный ствол (GK-пр) по конфигурации полностью повторяет прогнозную GK-pr, лишь со смещением вверх по глубине, т.к. реальный ствол входит в пласты раньше, чем проектный ствол. Кривые ГК, полученные в процессе бурения от телесистемы (GR_NDM) и после проведения ГИС (GK_geof), хорошо согласуются с прогнозной кривой ГК на реальный ствол.

Таким образом, совмещенный вывод прогнозных и реальных кривых ГК и положения кровель, подошв различных пластов позволяют оперативно контролировать ход бурения и принять оптимальное решение для проводки горизонтального ствола.

Необходимо отметить, что одной кривой ГК, регистрируемой в процессе бурения, иногда может оказаться недостаточно для своевременного распознавания индикаторных пластов, выделения наиболее продуктивной части пласта. Особенно это характерно для карбонатных пород. В связи с этим в дальнейшем необходимо расширить комплекс методов каротажа в процессе бурения.

Наддолотный модуль в составе телесистемы ЗТС-АП при бурении горизонтальных скважин в ООО «ТНГ-Групп» начал применяться с 2010 года. Данные, получаемые с его помощью практически с забоя скважины (ГК, КС, нагрузка на долото, обороты вала двигателя, внешнее давление, зенитный угол), сделали этот модуль незаменимым для геонавигационного и технологического сопровождения бурения.

Но НДМ позволяет получать от него и дополнительные сведения. Конструктивно модуль ГК НДМ состоит из двух датчиков, расположенных на диаметрально противоположных сторонах, и на поверхность поступает информация от каждого из них в отдельности. При вращении вала забойного двигателя вместе с НДМ, программа по очереди назначает каждый датчик ГК верхним и нижним. Анализируя взаимное расположение кривых ГКв и ГКн (Рис. 3), по фазовому сдвигу можно определить не только факт прохождения границ пла-



Рис. 1. Информация с забоя от телесистемы и НДМ.

стов, но и направление их пересечения (сверху вниз, или снизу вверх). При проводке горизонтальных стволов это может служить индикатором приближения к кровле или подошве пласта, прохождения разлома. Кроме того, по численному значению фазового сдвига в первом приближении можно оценить и характер наклона пласта (падающий, восходящий).

Например, на глубине 110 м GKниз раньше чувствует изменение структуры пласта, чем GKверх, что говорит о пересечении сверху вниз. Отставание GKверх в 1 м через геометрические размеры НДМ пересчитывается в угол вхождения в пласт, а сравнение его с зенитным углом НДМ даст угол наклона пласта.

Подготовка к сопровождению скважины 25463г

Для отработки технологии бурения горизонтальных скважин малого диаметра в НГДУ «Альметьевнефть» была выделена скважина № 25463г. Были поставлены задачи всем

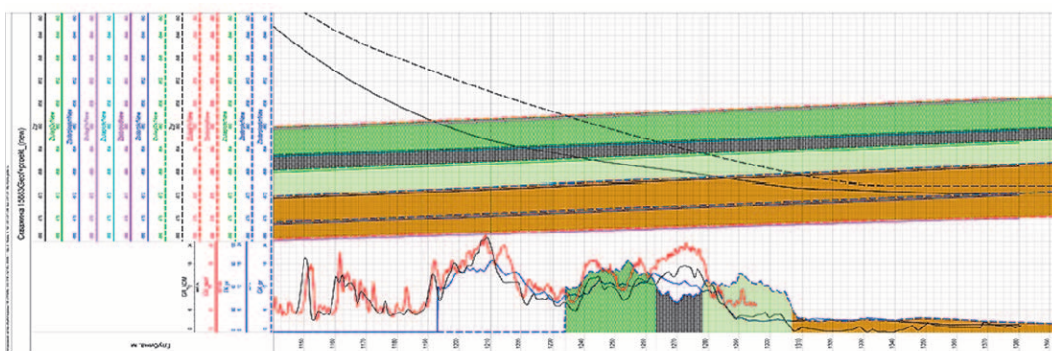


Рис. 2. Синтетическая кривая ГК и сравнение ее с фактической кривой ГК скв. 15883 бгс.

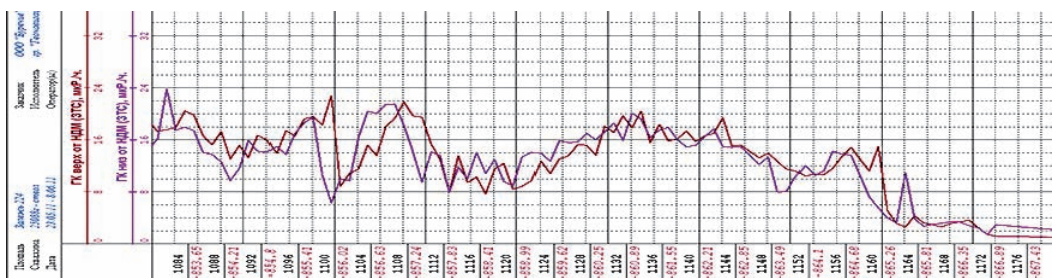


Рис. 3. Данные ГК наддолотного модуля.

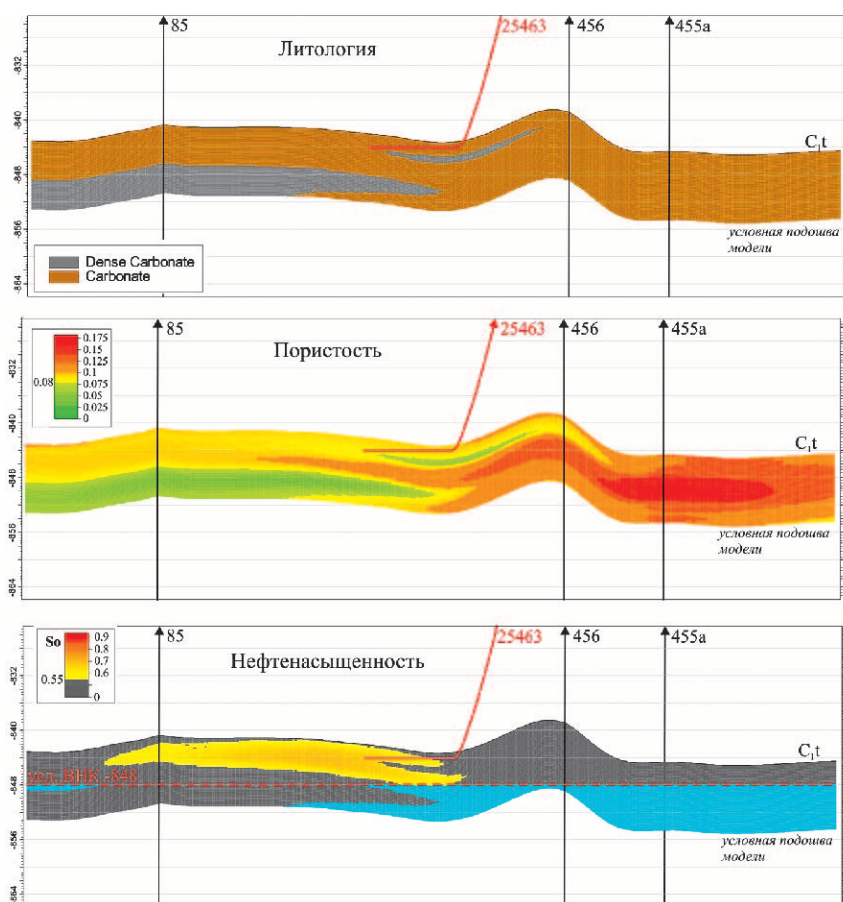


Рис. 4. Модель скважины 25463г.

подразделениям ОАО «Татнефть», участвующим в строительстве скважины. Для ООО «ТНГ-Групп» – это максимальный объем информации в процессе бурения от телесистемы и станции ГТИ с передачей её в режиме реального времени в ситуационный центр НГДУ.

В ходе предварительной подготовки получили ПСС с проекцией горизонтального ствола от ООО «Наука». По отработанной методике по каротажным кривым соседних скважин построили геологическую модель пластов, нанесли проектный ствол, рассчитали синтетическую кривую ГК. Кроме того, на этой скважине начали отрабатывать взаимодействие с сейсморазведочной геофизикой. Для этого была подключена группа моделирования, которой на Ромашкинской залежи в районе проектируемой горизонтальной скважины 25463г построена цифровая трехмерная геологическая модель, включающая в себя структурную, литологическую и петрофизическую составляющие (Рис. 4).

При построении структурной поверхности по кровле турнейского яруса использовались данные ГИС по сква-

жинам. Куб литологии представляет собой распределение коллектор/неколлектор. При моделировании свойств пористости и нефтенасыщенности использовались каротажные кривые и заключения по ним.

Проектная траектория горизонтальной скважины 25463 по результатам моделирования проходит в зоне коллектора с прогнозной пористостью от 8 % до 10 %, подстилаемого маломощным пропластком неколлектора; ожидаемая нефтенасыщенность 55-60 %.

Была проведена подготовка и в техническом оснащении. По заявке ООО «ТНГ-Групп» был изготовлен комплект НДМ с резьбой 3-88 для забойного двигателя Д-127. В один из наддолотных модулей установлены два датчика давления: внутреннего и затрубного. Предполагается, что это позволит определить изменение разности давлений при прохождении различных пластов, оценить их приёмистость.

Мониторинг данных со скважины в режиме реального времени будет осуществляться по двум каналам: через станцию ГТИ в ситуационный центр НГДУ «Альметьевнефть» и информационный портал ООО «ТНГ-Групп» для всех геологических служб, участвующих в работе.

Перспективы развития

Передовой мировой и отечественный опыт при проводке горизонтальных и многозабойных скважин (МЗС) показывает, что для успешного проведения работ по геонавигационному сопровождению бурения, необходимо кроме ГК использовать и другие методы каротажей. Это позволит уменьшить неоднозначность при интерпретации данных, принимать обоснованные решения при управлении траекторией ствола скважины.

Применяемые в ООО «ТНГ-Групп» телесистемы ЗТС-АП оснащены только датчиками ГК. В карбонатных породах данные ГК становятся малоинформативными, поэтому управление траекторией по ним становится неэффективным. Определение наиболее проницаемой части пласта в карбонатных коллекторах позволяют методы индукционного каротажа. Изготовители оборудования – ООО НПФ «ВНИИГИС-ЗТК» разработали модуль ИК, работающий на методе переходных процессов. Модуль при тех же характеристиках глубинности, что и стандартные высокочастотные, имеет меньший размер, способен как передавать инфор-

мацию на поверхность в процессе бурения, так и работать автономно с записью во внутреннюю память. При разработке соответствующего программного обеспечения применение ИК в составе телесистемы позволит осуществлять геонавига-

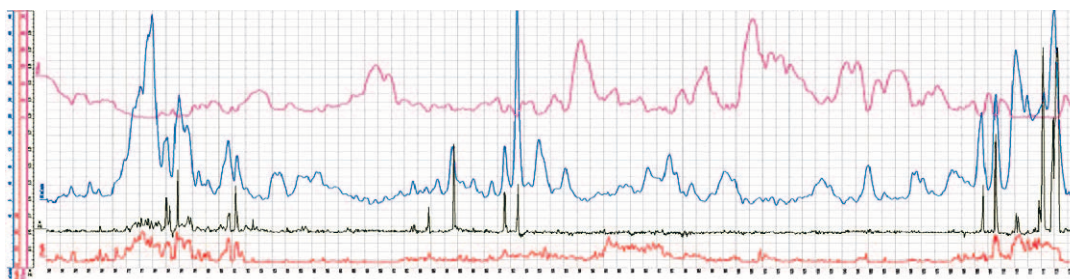


Рис. 5. Сравнение данных ИК и ГИС (ГК, ПЗ, ДС).

О.Н. Шерстюков¹, Е.Ю. Рябенко¹, Е.В. Данилов¹, А.А. Иванов²
А.М. Сорокин¹, Д.Г. Галиуллин¹

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, oleg.sherstyukov@ksu.ru
²ООО «ТНГ-Групп», Бугульма, tg-gti@tngf.tatneft.ru

АППАРАТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕСПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ ТЕЛЕМЕТРИИ ДЛЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Описываются радиопередающие модули (РПМ), являющиеся основой аппаратного обеспечения автоматизированной интеллектуальной системы геолого-технологических исследований (ГТИ). РПМ предназначен для передачи данных с подключаемых к нему датчиков ГТИ по радиоканалу. Имеется возможность автономного питания датчиков от батареи РПМ. Также приведено описание средств управления и мониторинга основных технологических параметров.

Ключевые слова: геолого-технологические исследования, радиопередающие модули, автономное питание.

Введение

В работе описывается аппаратное обеспечение автоматизированной интеллектуальной системы сбора, хранения и передачи геолого-технологических и геофизических данных (АИС ГТИ), содержащее в своем составе:

1) комплект датчиков геолого-технологических исследований (ГТИ) для измерения основных параметров при бурении скважины;

2) комплект радиопередающих модулей (РПМ), предназначенных для передачи данных с датчиков ГТИ по радиоканалу;

3) координатор радиосети (Шерстюков и др., 2011).

Из особенностей АИС ГТИ следует отметить возможность организации беспроводной сети сбора данных с датчиков, имеющих автономное питание от электрохимических элементов, располагаемых непосредственно в РПМ.

При разработке аппаратного обеспечения АИС ГТИ требовалось обеспечить автономную работу каждого датчика и соответствующего РПМ от одного комплекта

элементов питания в течение интервала времени не менее 10 суток. Учитывая необходимость электропитания не только датчика ГТИ, но и самой схемы РПМ, возникает необходимость использования режима крайней экономии электроэнергии.

Аппаратная часть

Согласно структуре АИС ГТИ (Шерстюков и др., 2011), РПМ должен обеспечивать работу с аналоговыми, импульсными и цифровыми датчиками, а также возможное интеллектуальное управление электропитанием подключаемого датчика с выбором оптимального режима измерения.

Анализ конструкторских и схемотехнических особенностей ряда типовых промышленных датчиков ГТИ, включая датчики с аналоговым выходом (температура, давление, вес, электропроводность и т.п.), импульсные датчики (датчик ходов насоса, оборотов ротора) и датчики с микропроцессорным управлением (ультразвуковые расходомеры, газоанализаторы), показал следующее.

Окончание статьи А.Г. Гайван «ООО «ТНГ-Групп»: Направления развития геонавигации...»

цию при проводке ГС, решать задачи по определению расстояний до кровли и подошвы продуктивного пласта.

При активной поддержке НГДУ «Альметьевнефть», модуль ИК был испытан на нескольких скважинах, где проводку осуществляла группа «Геонавигация». На рисунке 5 показано сопоставление данных модуля ИК с результатами окончательного каротажа ГИС.

В настоящее время модуль ИК готов к испытанию в составе телесистемы в процессе бурения. Конструктивно опытная модель изготовлена для работы с двигателем ДР-106. В перспективе – изготовление модуля для двигателя ДР-127.

Основным направлением развития геонавигации для ООО «ТНГ-Групп» остаётся внедрение новых методов каротажей в процессе бурения, дальнейшее развитие мониторинга данных телесистемы, вычисления прогнозных кривых ГК, ИК, корректировка геологической модели пласта в режиме реального времени, привлечение данных сейсморазведки при моделировании ГС и МЗС.

A.G. Gaivan. TNG Group Ltd.: tendency of geonavigation in horizontal wells installation.

In this paper we discuss experience of ZTS-42EM telemetry system and above chisel module usage, developed by Research and Design Institute of Well Logging, while horizontal wells installation. Telemetry system data monitoring from the well bottom allows installing horizontal wellbores by geophysical parameters in accordance with built geological model. Calculated synthetical curves GR, IR during the drilling progress are compared to the telemetry system data, which allows to revise models, and to make prompt decisions for well path control.

Key words: well, geonavigation, geological model, above chisel module, data monitoring, telemetry system.

Александр Григорьевич Гайван

Начальник Опытно-производственной экспедиции «Геонавигация» НТУ ООО «ТНГ-Групп».

423236 Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Никитина, 12а. Тел/факс: (85594) 9-15-30.

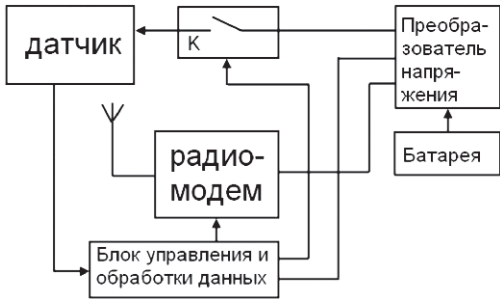


Рис. 1. Блок-схема РПМ для передачи данных с датчиков ГТИ.



Рис. 2. Внешний вид РПМ для передачи данных с датчиков ГТИ.

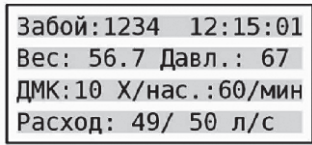


Рис. 3. Пример отображаемой индикатором пульта информации по технологическим параметрам.



Рис. 4. Внешний вид макета мобильного беспроводного информационного пульта.

- 1) Отдельная группа датчиков может совместно с РПМ работать в режиме автономного батарейного питания без каких-либо изменений в конструкции или схемотехнике;
- 2) Отдельная группа датчиков может совместно с РПМ работать в режиме автономного батарейного питания при условии изменения схемотехники и внесения конструктивных изменений;
- 3) Отдельная группа датчиков в силу специфики физических явлений, лежащих в основе применяемых методов измерения, имеет значительную потребляемую мощность и не может использоваться в режиме автономного батарейного электропитания.

В общем случае РПМ для передачи данных с датчиков-ГТИ представляет собой блок размерами 171х121х55 мм, включающий электронную плату, преобразователь напряжения и внутренний источник питания. Блок-схема РПМ приведена на рис. 1. Питание поступает с батареи на преобразователь, вырабатывающий необходимые для питания остальных частей РПМ напряжения. Питание на датчик от преобразователя поступает через электронный ключ К, позволяющий подавать питание в непрерывном или импульсном режиме. Управление ключом осуществляет блок управления и обработки данных. Также этот блок выполняет функции обработки поступающих с датчика

данных (оцифровку аналоговых сигналов, обработку импульсных и цифровых сигналов с соответствующих датчиков). Радиомодем передает обработанные данные по радиоканалу на координатор радиосети.

Внешний вид РПМ приведен на рис. 2.

К РПМ для передачи данных с аналогового датчика через стандартный 4-проводный интерфейс может быть подключен датчик с аналоговым выходом по напряжению (диапазон 0...5В) или по току (диапазон 4...20мА). РПМ обеспечивает питание датчика стабилизированным напряжением +12В и током до 100 мА. При автономном питании аналоговых датчиков применяется импульсный режим питания. При таком режиме средний ток потребления можно сократить более чем на порядок, а время автономной работы довести до нескольких месяцев. При этом, учитывая, что саморазряд применяемых элементов питания практически отсутствует, от одного элемента можно питать датчик в процессе нескольких циклов работы буровой установки. С установленным оператором АИС периодом (от 250 мс с шагом 250 мс) РПМ оцифровывает сигнал с датчика и передает данные по радиоканалу на координатор радиосети.

РПМ для передачи данных с импульсного датчика позволяет измерять период следования импульсов, поступающих с подключенного через 4-проводный интерфейс датчика ходов насоса. При поступлении импульса с датчика РПМ передает значение 16-разрядного счетчика времени по радиоканалу на координатор радиосети. По разности значений счетчика определяется период следования импульсов.

РПМ для передачи данных с цифрового датчика предназначен для совместной работы с датчиком оборотов лебедки (ДОЛ), питание которого осуществляется только от РПМ с применением электронной схемы управления. К РПМ через 7-проводный интерфейс может быть подключен датчик с оптическим энкодером угловых перемещений с возможностью определения направления вращения, выдающий 128 импульсов на один оборот вала. РПМ обеспечивает питание датчика стабилизированным напряжением +5 В и током до 50 мА. РПМ с периодом 500 мс передает значение 16-разрядного реверсивного счетчика импульсов по радиоканалу на координатор радиосети.

Для оперативного мониторинга основных технологических параметров в рамках АИС ГТИ разработан макет

radiomon 0.0.24													
Соединение	ID	Родительский ID	Время	Заряд	Упит	Питание	Уст. период	Период	RSSI	АЦП0	АЦП1	АЦП2	АЦП3
	0000F454	00000000	16:24:31		7.10	Cable power 5V	321	432		28	4671	0	0
	0000F450	0000F454	16:24:35		7.10	Cable power 5V	321	432		1	4671	0	0
	0000F451	0000F450	16:24:37		7.10	Cable power 5V	321	432		57	4671	0	0
	0000F452	0000F450	16:24:32		7.10	Cable power 5V	321	432		66	4671	0	0
	0000F453	0000F452	16:24:37		7.10	Cable power 5V	321	432		62	4671	0	0
	0000F455	0000F451	16:24:24		7.10	Cable power 5V	321	432		84	4671	0	0

Рис. 5. Интерфейс программы radiomon.

мобильного беспроводного информационного пульта. Пульт представляет собой портативный прибор, имеющий автономный источник питания, электронную плату, алфавитно-цифровой жидкокристаллический дисплей (ЖКИ). Пульт имеет радиомодем, аналогичный применяемому в РПМ, и при включении питания автоматически подключается к радиосети всех РПМ системы. Информация на пульт передается через радиоканал с координатора радиосети с задаваемыми оператором ГТИ содержанием и периодичностью.

Пульт позволяет контролировать определенные параметры системы, в том числе технологические параметры бурения и диагностические параметры радиосети. Пульт может быть установлен в любой точке буровой или станции АИС ГТИ, а также может перемещаться в зоне уверенной работы радиосети, т.е. при условии наличия радиосвязи с координатором. На рисунке 3 показан пример отображаемой на дисплее пульта информации о технологических параметрах бурения.

На рисунке 4 показан внешний вид макета пульта. В состав комплекса АИС ГТИ может входить несколько пультов, в этом случае в системе предусмотрена независимая настройка каждого из них.

Для диагностики беспроводной сети сбора данных написана программа Radiomon, которая позволяет отслеживать основные параметры РПМ:

- 1) состояние соединения;
- 2) сетевой адрес;
- 3) время приема последнего пакета;
- 4) заряд батареи питания;
- 5) напряжение батареи питания;
- 6) уровень радиосигнала;
- 7) установленный период измерения параметра ГТИ;
- 8) количество принятых пакетов;
- 9) количество потерянных пакетов;
- 10) показания АЦП.

На рисунке 5 представлено основное окно программы Radiomon, которое включает перечень подключенных к радиосети РПМ и текущие значения их параметров. Список отображаемых программой Radiomon параметров можно настраивать. В случае потери связи с каким-либо РПМ происходит оповещение оператора. Помимо мониторинга сети программа предоставляет возможность управления РПМ путем отправки им командных сообщений.

Программа может работать в двух режимах:

- 1) непосредственно через СОМ – порт, с использованием программного модуля сопряжения;
- 2) в качестве «клиента» сервера обработки и регистрации данных (СРД), посредством стандартного механизма сетевых сокетов, основанного на стеке протоколов ТСР/ІР.

В обоих случаях обмен данными с координатором осуществляется с использованием специализированного протокола передачи информации прикладного уровня между серверами СРД и программами – клиентами.

Заключение

Разработаны РПМ с возможностью подключения датчиков ГТИ, выполняющие следующие основные функции:

- 1) электропитание в экономичном режиме подключаемого к нему датчика ГТИ (при наличии физической воз-

можности);

- 2) аналого-цифровое преобразование сигнала с аналогового датчика;

- 3) измерение периода следования импульсов с импульсного датчика;

- 4) передача цифрового значения одного или нескольких параметров по радиоканалу на координатор радиосети.

Для оперативного мониторинга основных технологических параметров в режиме on-line разработан макет мобильного беспроводного информационного пульта, который позволяет отображать информацию с датчиков о ходе процесса строительства скважины на территории буровой, покрытой радиосетью.

Для диагностики беспроводной сети сбора данных написана программа Radiomon, позволяющая отслеживать основные параметры датчиков.

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

Литература

Шерстюков О.Н., Рябенко Е.Ю., Данилов Е.В., Иванов А.А. Модульно-сетевая архитектура программного обеспечения для геолого-технологических исследований. *Георесурсы*. 2011. № 6(42). 5-8.

O.N. Sherstyukov, E.Yu. Ryabchenko, E.V. Danilov, A.A. Ivanov, A.M. Sorokin, D.G. Galiullin. **Wireless telemetry system hardware support for geologic-technological study.**

In this article radio broadcasting modules are described, which are basis of automated intelligent system of the geologic-technological study. Radio broadcasting module is used for data communication from GTI transducer connected to it by radio channel. Possibility of self-contained power supply from radio broadcasting module battery exists. Description of management and monitoring facilities of the main process parameters is presented.

Key words: radio broadcasting modules, self-contained power supply, geologic-technological study.

Олег Николаевич Шерстюков

Д.физ.-мат.н., зав. кафедрой радиофизики.

Евгений Юрьевич Рябенко

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

Евгений Валерьянович Данилов

Ассистент кафедры радиофизики.

Артур Михайлович Сорокин

Магистрант 2-го года обучения кафедры радиофизики.

Данил Гусманович Галиуллин

Магистрант 2-го года обучения кафедры радиофизики.

420008, Казань, Кремлевская, 18, Институт физики КФУ.
Тел.: (843) 292-81-92.

Артем Александрович Иванов

Руководитель тематической группы ГТИ.

423232, Бугульма, Никитина 12а, НТУ ООО «ТНГ-Групп». Тел.: (85594) 760-68.

УДК: 622.276.6

К.В. Валовский¹, Г.Ю. Басос¹, В.М. Валовский¹, А.Р. Рахманов², Р.Н. Ахмадиев²¹ТатНИПИнефть, Бугульма²НГДУ «Альметьевнефть», ОАО «Татнефть», Альметьевск
kvalovsky@tatnipi.ru

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ВЫСОКОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

В статье рассмотрены теоретические и практические вопросы повышения эффективности эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин путем разработки и применения насосных систем двойного действия на основе установок электроцентробежных насосов, обеспечивающих внутрискважинную гравитационную сепарацию нефти и попутной воды, подъем малообводненной нефти на поверхность с одновременной закачкой большей части отделенной воды в поглощающий пласт без подъема на поверхность, малозатратное регулирование соотношения объемов поднимаемой продукции и закачиваемой воды, а также контроль качества закачиваемой воды с необходимой периодичностью.

Ключевые слова: высокообводненные скважины, снижение эксплуатационных затрат на добычу нефти, внутрискважинная гравитационная сепарация нефти и попутной воды, насосные системы двойного действия, установки электроцентробежных насосов.

Введение

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений с применением заводнения растет обводненность продукции скважин, во многих случаях достигая 90 % и более. При этом существенно возрастают эксплуатационные затраты на добычу нефти, поскольку значительная часть электроэнергии тратится на подъем и последующую утилизацию воды. Так, в ОАО «Татнефть» только средняя обводненность продукции составляет около 83,5 %. Поэтому затраты на электроэнергию, подъем, транспорт, подготовку и утилизацию попутной воды являются весьма ощутимыми. В то же время, в результате жесткой конкуренции, нестабильной динамики цен на нефть, увеличения налоговой нагрузки и цен на электроэнергию, газ, металл неуклонно ужесточаются условия деятельности нефтяных компаний. Причем, указанные проблемы «не отменяют» необходимости реализации провозглашенного руководством страны курса на модернизацию и повышение энергоэффективности экономики России. Изложенное существенно обостряет проблему экономии эксплуатационных затрат.

Одним из направлений, обеспечивающих предпосылки для повышения эффективности эксплуатации обводненных нефтяных скважин за счет снижения объемов откачки попутной воды, затрат на ее утилизацию, сепарирование, подготовку, перекачку по трубопроводам и закачку обратно в пласт, являются технологии внутрискважинной сепарации воды и нефти (ВСВН) с применением насосных систем двойного действия (НСДД). Концепция направления заключается в том, чтобы не поднимать большую часть поступающей в скважину из продуктивного пласта воды на поверхность в тех случаях, когда из той же скважины доступны подходящая для нагнетания воды зона или горизонт.

Возможности реализации элементов ВСВН в СССР исследовали в 60-х годах XX века (Харьков, 1967) с целью поиска рентабельных путей выделения воды из пластовых флюидов, поступающих в скважину, и повторной

закачки ее в продуктивный горизонт или в другой пласт, вскрытый той же скважиной. В результате были предложены методы уменьшения количества поднимаемой на поверхность воды, различные системы ВСВН доведены до практического применения. Однако распространения указанные разработки не получили. В более поздних зарубежных работах при комплексном подходе к решению вопроса предполагалось использование установок электроцентробежных (УЭЦН) и штанговых насосов (УСШН), внутрискважинных сепараторов, пакеров, специальных инструментов и контрольно-измерительных приборов, закачка химических реагентов (Peachey et al., 1994; Wojtanowicz & Downhole, 1995; Pat. US № 5497832, 1996; Bowlin et al., 1997; Lea & Winkler, 1998; Stuebinger & Elphingston, 1998).

Технология ВСВН с одновременным сбросом воды должна решать следующие задачи, которые являются определяющими при разработке схем возможного внутрискважинного нагнетания воды:

- отделять нефть от воды;
- обеспечивать утилизацию воды и гарантировать, что вся нефть поступит на поверхность;
- обеспечивать изоляцию зоны сброса воды;
- обеспечивать контроль качества закачиваемой воды с необходимой периодичностью.

Основным граничным условием при решении перечисленных задач выступает экономическая целесообразность реализации технологии.

В общем случае возможны два способа сепарации воды и нефти в скважине: механический и гравитационный. Механическая сепарация обычно происходит в специальном скважинном сепараторе. Однако стоимость таких сепараторов высока, каждый типоразмер работает в относительно узком диапазоне по габаритам и производительности сепарирования жидкости, поэтому для условий ОАО «Татнефть» применение механических сепараторов представляется нецелесообразным.

Возможность эффективной и малозатратной реализа-

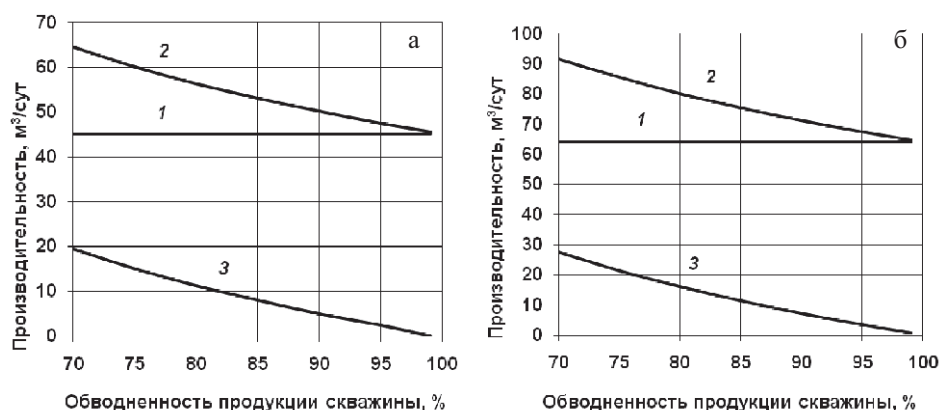


Рис. 1. Области применения технологий ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды в условиях ОАО «Татнефть» по дебиту скважин и обводненности их продукции, где: а и б – эксплуатационная колонна диаметром соответственно 146 и 168 мм.; 1 – производительность сброса воды; 2 – дебит продуктивного пласта скважины по жидкости; 3 – производительность подъема на поверхность.

ции ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды в условиях ОАО «Татнефть» на скважинах, эксплуатируемых УСШН, была доказана успешными разработкой и испытаниями УСШН с насосом двойного действия НДД38/44, обеспечивающим нагнетание большей части попутной воды в нижележащий поглощающий пласт без подъема на поверхность (Пат. № 63864 U1, 2007; Басос и др., 2008). Однако данное решение не приемлемо для высокодебитных скважин, а также не обеспечивает контроля качества закачиваемой воды в процессе эксплуатации и имеет конструктивно предопределенное соотношение производительности подъема нефтеводяной смеси на поверхность и закачки воды в поглощающий пласт.

Для расширения области применения технологий ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды на высокодебитные скважины необходимо в первую очередь определить предельную производительность, при которой в конкретных условиях прекратится эффективное отделение нефти от воды, т. е. при которой скорость всплытия нефти в воде станет ниже скорости движения воды вниз. Для условий ОАО «Татнефть» скорость всплытия нефти в воде, как правило, находится в пределах 10...20 см/с. Чем больше будет отношение скорости всплытия нефти в воде к скорости движения воды, тем выше вероятность того, что нефть не увлечется водой.

Скорость движения воды вниз при прочих равных условиях определяется площадью сечения канала, при этом, чем больше площадь канала, тем меньше скорость. Канал, как правило, является кольцевым и образован внутренней поверхностью эксплуатационной колонны и наружной поверхностью НКТ. При неизменном диаметре эксплуатационной колонны, чем меньше диаметр НКТ, тем больше площадь кольцевого канала. Результаты оценки предельной производительности, рассчитанные для условий ОАО «Татнефть» при различных ко-

эффициентах превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью движения воды («коэффициентах запаса») и поперечных сечений канала, представлены в таблице 1, из которой видно, что при движении воды вниз по кольцевому каналу со скоростью в 2 раза меньшей худшего показателя скорости всплытия нефти в воде (≈ 10 см/с) можно сепарировать до 45 м³/сут воды в скважине с эксплуатационной колонной 146 мм и до 64 м³/сут воды

в скважине с эксплуатационной колонной 168 мм (в случае использования НКТ 60).

Изложенное позволяет качественно оценить область применения ВСВН на основе гравитационного разделения нефти и воды в условиях ОАО «Татнефть» по дебиту скважин и обводненности их продукции. Соответствующие «идеализированные» зависимости для скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 146 и 168 мм при коэффициенте превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью движения воды, равном 2, и наружном диаметре НКТ 60 мм показаны на рисунках 1а и 1б.

На практике производительность закачки воды будет ниже предельной, поскольку часть воды необходимо поднимать на поверхность с тем, чтобы по изменению обводненности поднимаемой продукции иметь возможность принять решение о регулировании производительности подъема с целью предотвращения закачки нефти в поглощающий пласт.

С другой стороны, в ряде случаев предельная производительность может быть выше за счет уменьшения «запаса» при выборе величины превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью нисходящего движения воды. Вообще говоря, обоснование этого выбора является отдельной и весьма непростой задачей, зачастую ее наиболее точное решение для конкретных условий может быть получено лишь постановкой предшествующих массовому внедрению технологии соответствующих промысловых экспериментов на «пилотных» скважинах.

Для оценки целесообразности реализации технологий ВСВН необходимо решать обратную задачу: при заданном дебите скважины по жидкости определять обводненность поднимаемой НСДД к устью продукции в зависи-

Превышение скорости всплытия нефти в воде над скоростью воды, раз	Сортамент труб	Предельная производительность, м³/сут	
		Эксплуатационная колонна 146 мм	Эксплуатационная колонна 168 мм
2,00	НКТ 48	49,5	68,5
	НКТ 60	45,1	64,1
	НКТ 73	39,3	58,3
1,75	НКТ 48	56,6	78,3
	НКТ 60	51,5	73,2
	НКТ 73	49,8	66,5
1,50	НКТ 48	66,4	91,8
	НКТ 60	60,5	85,9
	НКТ 73	52,6	78,1

Табл. 1. Предельная производительность для условий ОАО «Татнефть» при различных коэффициентах превышения скорости всплытия нефти в воде над скоростью движения воды и поперечных сечений канала.

мости от исходной обводненности жидкости, поступающей из продуктивного пласта, при предельно допустимой производительности закачки воды. В качестве примера на рисунках 2, 3 показаны результаты оценки величины обводненности поднимаемой продукции и степени ее снижения в результате внедрения НСДД при различных «коэффициентах запаса» по скорости всплытия нефти в воде в зависимости от обводненности жидкости, притекающей из продуктивного пласта при дебите скважины по жидкости 100 м³/сут и диаметрах эксплуатационной колонны и НКТ соответственно 146 и 60 мм (в предположении, что дебит скважины по нефти не изменился).

На основании приведенных результатов институтом «ТатНИПИнефть» разработан вариант эффективной и малозатратной реализации технологии ВСВН с гравитаци-

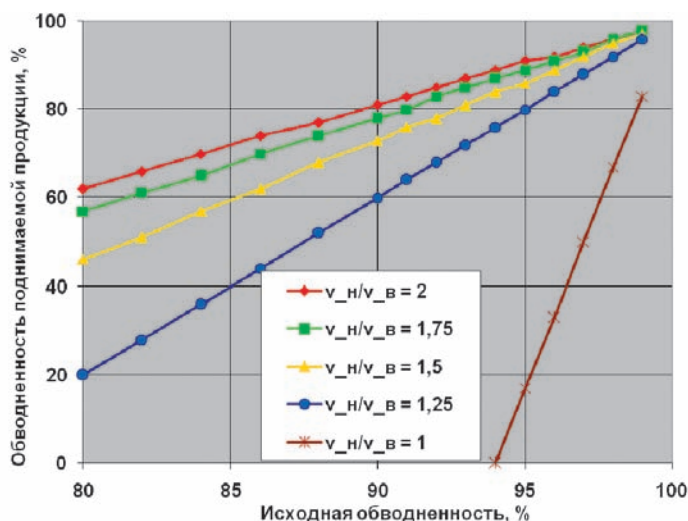


Рис. 2. Зависимость обводненности поднимаемой НСДД к устью продукции при различных «коэффициентах запаса» по скорости всплытия нефти в воде от обводненности жидкости, притекающей из продуктивного пласта при дебите скважины по жидкости 100 м³/сут и диаметрах эксплуатационной колонны и НКТ соответственно 146 и 60 мм.

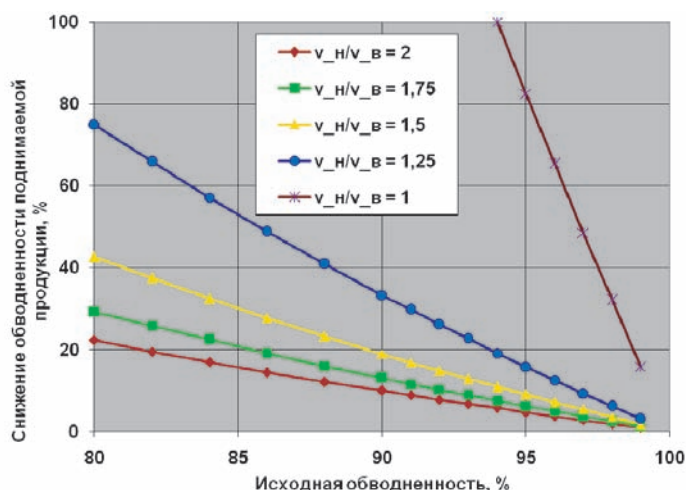


Рис. 3. Зависимость степени снижения обводненности поднимаемой НСДД к устью продукции при различных «коэффициентах запаса» по скорости всплытия нефти в воде от обводненности жидкости, притекающей из продуктивного пласта при дебите скважины по жидкости 100 м³/сут и диаметрах эксплуатационной колонны и НКТ соответственно 146 и 60 мм.

онным разделением воды и нефти и закачкой большей части отделенной воды в вышележащий поглощающий пласт (Пат. № 2394153, 2009), решающий все поставленные задачи, а также НСДД на основе УЭЦН для его осуществления (Пат. № 2395672, 2010).

Испытания технологии и опытного образца оборудования проведены на скв. № 32896 НГДУ «Альметьев-нефть» в два этапа. На первом выполнена проверка эффективности гравитационного разделения нефти и попутной воды при применении НСДД в промысловых условиях. С этой целью было организовано гравитационное разделение нефти и воды в скважине с подъемом их на поверхность по отдельным каналам (Рис. 4), оценкой качества воды, производительности НСДД и возвратом нефти и воды в систему нефтесбора.

Над продуктивным пластом был установлен пакер 1, над которым на колонне НКТ 7 размещена на прежней глубине та же УЭЦН 4, которой скважина эксплуатировалась до испытаний. УЭЦН была помещена в кожух 2, герметично соединенный с пакером хвостовиком 3. Поглощающий пласт на данном этапе не вскрывался. В составе колонны НКТ был размещен специальный переводник 8 с отверстиями, сообщающими полость колонны НКТ с межтрубным пространством скважины. Параллельно НКТ в скважину до интервала поглощающего пласта была спущена гибкая труба 9, герметизированная на устье и обвязанная с основной выкидной линией скважины. При пуске ЭЦН 4 жидкость из высокообводненного продуктивного пласта поступала из-под пакера 1 в колонну НКТ 7, поднималась по ней до переводников с отверстиями 8 и попадала в межтрубное пространство скважины, где происходило гравитационное разделение жидкости продуктивного пласта на воду и нефть. Нефть по полости колонны НКТ и по межтрубному пространству скважины, расположенным выше переводников с отверстиями, поднималась к устью скважины, а вода занимала межтрубное пространство ниже переводников. При дальнейшей работе ЭЦН нефть через регулирующее устройство, в качестве которого применены съемные штуцеры 24, поступала в выкидную линию. За счет снижения расхода жидкости через «нефтяную» линию в скважине напором ЭЦН создавалось избыточное давление, под действием которого вода через нижний открытый конец гибкой трубы 9 поднималась на поверхность, где замерялся ее расход и отбирались пробы, с последующим возвратом в систему сбора.

Регулирование объемов отбора и закачки жидкости производилось с помощью установки штуцеров разного диаметра на манифольде «нефтяной» линии.

В ходе работ дебит на «нефтяной» линии снизили с 67 до 29,5 м³/сут, а обводненность добываемой продукции – с 95 до 87 %. Дебит по «водяной» линии увеличился с 20 до 49 м³/сут с обводненностью 100 %. При этом за период с 21.04.2010 г. по 21.05.2010 г. вода в пробах имела следующие показатели качества: среднее содержание нефтепродуктов, мг/дм³ – 0,146, среднее содержание механических примесей, мг/дм³ – 0,411, при допустимых согласно РД 153-39.0-460-06 «Положение о закачке нефтепромысловых сточных вод в нагнетательные скважины системы ППД ОАО «Татнефть» для нефтепродуктов 60 мг/дм³, для механических примесей – 50 мг/дм³. При этом за время

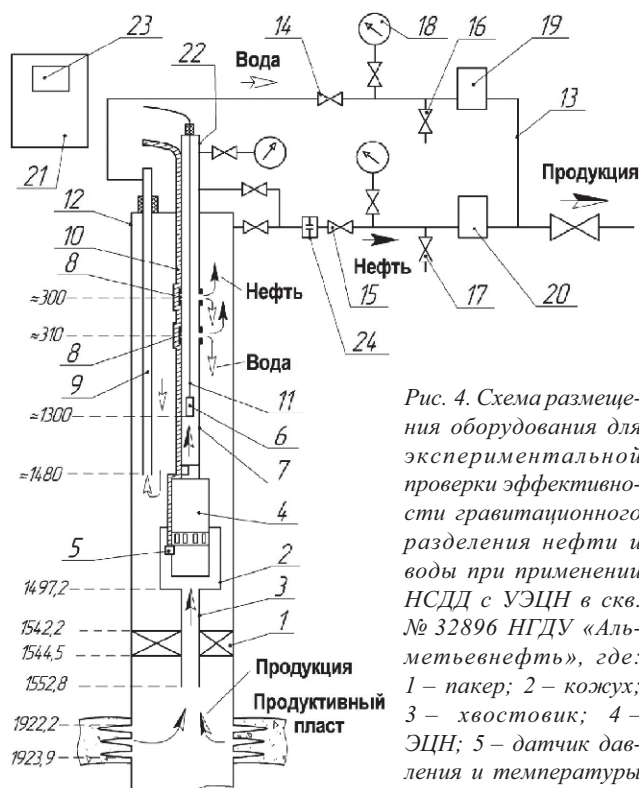


Рис. 4. Схема размещения оборудования для экспериментальной проверки эффективности гравитационного разделения нефти и воды при применении НСДД с УЭЦН в скв. № 32896 НГДУ «Альметьевнефть», где: 1 – пакер; 2 – кожух; 3 – хвостовик; 4 – ЭЦН; 5 – датчик давления и температуры на приеме насоса; 6 –

расходомер скважинный с датчиком давления на выходе насоса; 7 – колонна НКТ; 8 – переводник; 9 – гибкая труба; 10 – кабель ПЭД; 11 – кабель скважинного расходомера; 12 – устьевая арматура с вводом для гибкой трубы; 13 – обвязка гибкой трубы на устье; 14 – вентиль регулировки расхода воды; 15 – вентиль регулировка расхода нефти; 16 – пробоотборник воды; 17 – пробоотборник нефти; 18 – манометр; 19 – устьевой расходомер для воды; 20 – устьевой расходомер для нефти; 21 – станция управления; 22 – лубрикатор; 23 – счетчик электроэнергии; 24 – штуцер.

наблюдений содержание нефтепродуктов и механических примесей в отделенной попутной воде ни разу не превысило допустимых значений.

Полученные результаты подтвердили эффективность гравитационного разделения нефти и воды в стволе скважины при применении НСДД с ЭЦН в промысловых условиях, что позволило перейти к реализации второго этапа испытаний с перфорацией в скважине поглощающего пласта и закачкой в него воды. Исследования проводились в период с 28.07.2010 г. по 01.11.2010 г. Поглощающий пласт был вскрыт в интервале 1896,3...1898,3 м, между вскрытыми пластами был установлен пакер и вновь смонтирована работавшая в скважине на предыдущем этапе испытаний компо-

новка оборудования (Рис. 5). При этом вода закачивалась в верхний поглощающий пласт, нефть по колонне НКТ и межтрубному пространству поднималась на поверхность, а наличие в компоновке скважинного оборудования гибкой трубы обеспечило отдельный канал для подъема скважинной жидкости с глубины расположения поглощающего пласта на поверхность, что дало возможность прямых измерений как количества, так и качества закачиваемой в поглощающий пласт воды с необходимой периодичностью.

При средней плотности воды 1180 кг/м³, нефти 899 кг/м³ и производительности УЭЦН 87,9...92,4 м³/сут опытный образец НСДД обеспечивал закачку в поглощающий пласт 46,6...50,6 м³/сут отделяющейся в стволе скважины воды, что составляло ≈ 55,2 % отбираемой из продуктивного пласта жидкости. На поверхность подавалось 37,3...45,8 м³/сут продукции с обводненностью ≈ 85-88 %. Среднее содержание нефтепродуктов в сбрасываемой в поглощающий пласт воде при таком режиме работы НСДД по результатам анализа отбираемых проб воды составило 0,50 мг/дм³, среднее содержание механических примесей – 0,36 мг/дм³, что соответственно в 120 и 139 раз ниже показателей, допускаемых РД 153-39.0-460-06.

Геолого-технические характеристики скважины № 32896 НГДУ «Альметьевнефть» и показатели работы на скважине обычной УЭЦН и НСДД приведены в таблице 2.

Оборудование успешно выдержало приемочные испытания с участием представителя Ростехнадзора РФ и рекомендовано к серийному производству. В настоящее время НСДД находится в работе.

Наибольший эффект от применения технологии представляется уместным ожидать в следующих случаях.

1. Использование для целей разработки отдельных площадей, месторождений, где система ППД отсутствует, либо ее модернизация для целей разработки указанных площадей невозможна, либо нецелесообразна.

2. Использование на площадях с излишками воды, ког-

Наименование показателей	При работе обычной УЭЦН	При испытаниях НСДД
Месторождение	Ромашкинское	
Горизонт эксплуатации	Кыновский+пашийский	
Интервал перфорации продуктивного пласта, м	1922,2-1923,9	
Интервал перфорации поглощающего пласта, м	—	1896,3-1898,3
Текущий забой, м	1938,2	
Условный диаметр эксплуатационной колонны х толщина стенки, мм (год ввода)	146 х 7,0 (2001)	
Условный диаметр НКТ, мм	73	60
Тип пакера	—	M1-X
Глубина расположения пакера, м	—	1909,4
Тип насоса	ЭЦНМ5-50-1300	ЭЦНМ5-60-1500
Среднее значение производительности УЭЦН (отбора жидкости из продуктивного пласта), м ³ /сут	71	90,4
Глубина подвески насоса, м	1500	1484
Дебит нефти, т/сут	1,82	4,2
Обводненность продукции, %	97	88

Табл. 2. Геолого-технические характеристики скважины № 32896 НГДУ «Альметьевнефть» и показатели работы на скважине обычной УЭЦН и НСДД.

да на закачку для целей ППД идет не вся попутная вода, и поэтому часть поднимаемой воды необходимо утилизировать.

3. Использование в районах, где по тем или иным причинам для целей ППД используется пресная вода, а пластовую воду приходится утилизировать (охранные зоны и проч.).

При необходимости подтверждения эффективности гравитационного разделения нефти и воды в реальных условиях для одной скважины месторождения и/или участка на первоначальном этапе внедрения технологии поглощающий пласт не подключается и его роль выполняет гибкая труба, спущенная в межтрубное пространство скважины. Тем самым экспериментально проверяется в промысловых условиях эффективность гравитационного разделения нефти и воды с конкретной разницей плотностей при применении НСДД с ЭЦН в скважине с типовыми геолого-техническими характеристиками. При получении положительных результатов поглощающий пласт вскрывается, между вскрытыми пластами устанавливается пакер и уже работавшая в скважине компоновка оборудования.

НГДУ «Альметьевнефть» по результатам испытаний принято решение о расширении объемов внедрения оборудования в 2011 г.

Заключение

1. Обоснована область применения и критерии оценки эффективности внедрения технологий внутрискважинной гравитационной сепарации воды и нефти на скважинах с УЭЦН, в том числе по дебиту и исходной обводненности продукции скважин.

2. Разработана насосная система двойного действия на основе УЭЦН, малозатратными средствами обеспечивающая внутрискважинную гравитационную сепарацию воды и нефти, подъем из скважины малообводненной нефти с одновременным нагнетанием большей части попутной воды в вышележащий поглощающий пласт и контролем качества закачиваемой воды с необходимой периодичностью, а также технология эксплуатации высокообводненных скважин с ее использованием.

3. Насосная система двойного действия на основе УЭЦН успешно прошла приемочные испытания с участием представителей Ростехнадзора РФ и рекомендована к промышленному применению.

Литература

Басос Г.Ю., Валовский К.В., Осипова Л.В., Брагин Д.В., Логин Н.Л., Халимов Р.Х., Рыжиков А.И., Валиев М.И., Нургалиев А.А. Результаты испытаний технологии эксплуатации обводненных скважин штанговым насосом двойного действия в НГДУ Ямашнефть. *Нефтяное хозяйство*. 2008. № 8. 82 – 86.

Пат. № 2394153 С1, Российская Федерация, МПК E21B 43/00). Способ эксплуатации высокообводненной нефтяной скважины; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». № 2009122095/03; заявл. 09.06.2009 г.; опубл. 10.07.2010 г.; Бюл. № 19. Басос Г.Ю., Валовский В.М., Валовский К.В., Гарифов К.М.

Пат. № 2395672 С1, Российская Федерация, МПК E21B 43/14. Установка для эксплуатации высокообводненных нефтяных скважин; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». № 2009122094/03; заявл. 09.06.2009 г.; опубл. 27.07.2010 г.; Бюл. № 21. Басос Г.Ю., Валовский В.М., Валовский К.В., Гарифов К.М.

Пат. № 63864 U1, Российская Федерация, МПК E21B 43/38, E21B 43/40. Установка скважинная штанговая насосная с насосом

двойного действия; заявитель и патентообладатель ОАО «Татнефть». № 2007104073/22; заявл. 01.02.2007 г.; опубл. 10.06.2007 г.; Бюл. № 16. Валовский В.М., Басос Г.Ю., Валовский К.В., Халимов Р.Х., Рыжиков А.И., Валиев М.И.

Харьков В.А.. Эксплуатация обводненных скважин. Казань. Таткиноиздат. 1967.

Bowlin K.R., Chea C.K., Wheeler S.S., Waldo L.A.. Field application of in-situ gravity segregation to remediate prior water coning. *Journal of Petroleum Technology*. October 1997. Vol. 49. No. 10. 1117-1120.

James F. Lea, Herald W. Winkler. What's new in artificial lift. *World Oil*. Vol. 219. No. 3-4. 1998. 63-76.

Lon A. Stuebinger, Gerald M. Elphinstone. New opportunities offered by downhole oil/water separation. *World Oil*. December 1998. Vol. 219. № 12. 71-78.

Pat. US № 5497832 E 21 B 43/38, E 21 B 43/40. Dual Action Pumping Sistem. 12.03.1996.

Peachey B.R., Matthews C.M.. Downhole Oil/Water Separator Development. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. September 1994. Vol. 33. №7. 17-21.

Wojtanowicz A.K., Downhole H.Xu. Water Loop – A New Completion Method to Minimize Oil Well Production Watercut in Bottom-water-drive Reservoirs. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*. October 1995. Vol. 34. No. 8. 56-62.

K.V. Valovsky, G.Yu. Basos, V.M. Valovsky, A.R. Rahmanov, R.N. Ahmadiyev. **New technologies for rise in profitability of the highly flooded wells equipped with ESP.**

The paper considers theoretical and practical questions of efficiency enhancement of highly flooded oil wells operation by means of development and usage of the double acting pumping systems on the basis of electric submersible pump units, providing oil and associated water downhole gravity separation, low flooded oil lifting on the surface with simultaneous injection of separated water greater part to the intake formation without lifting it on the surface, little expenses regulation of volumes proportion of lifted production and injected water, as well as quality control of injected water with necessary periodicity.

Key words: highly flooded wells, rise in profitability, oil and associated water downhole gravity separation, double acting pumping systems, electric submersible pump.

Константин Владимирович Валовский

К.техн.н., заведующий лабораторией техники и технологии добычи нефти.

Георгий Юрьевич Басос

К.техн.н., сотрудник

Владимир Михайлович Валовский

Д.техн.н., первый заместитель директора.

ТатНИПИнефть. 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.

Тел.: (85594) 789-70.

Айрат Рафкатович Рахманов

Главный инженер.

Равиль Нурович Ахмадиев

Начальник технологического отдела по добыче нефти и газа.

НГДУ «Альметьевнефть», ОАО «Танефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

Тел.: (8553) 319-713.

УДК: 622.276.6

Л.Г. Теплова, Н.Ф. Гумаров, Б.Г. Ганиев
НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть», Альметьевск
geol_an@tatneft.ru

ОБ ИНТЕНСИФИКАЦИИ
ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ
РАЗРАБОТКИ АЛЬМЕТЬЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ

В работе отражены история и особенности разработки Альметьевской площади на поздней стадии эксплуатации. Приведены результаты бурения скважин под город, проведения гидроразрыва пластов, одновременно-раздельной добычи и закачки, внедрения новых нагнетательных скважин.

Ключевые слова: город, гидроразрыв пласта, одновременно-раздельная добыча и закачка.

Альметьевская площадь, вступившая в промышленную разработку в 1957 г., уникальна динамикой своих показателей за последнее десятилетие: по сравнению с серединой 90-х гг. обеспечено снижение обводненности на 9 % и рост добычи нефти в 1,3 раза. Максимальный уровень добычи нефти 3,3 млн.т был достигнут в 1965 г. (Рис. 1).

Стабильная добыча нефти на достигнутом максимальном уровне удерживалась в течение 6 лет путем ввода в разработку наиболее перспективных участков площади и поддержанием высоких давлений нагнетания в скважины разрезающих рядов.

В 1966 г. было положено начало применению очагового заводнения, а на востоке площади – освоению внутриконтурной линии разрезания.

С 1969 г. началось снижение добычи нефти. Однако предпринимаемые усилия по бурению дополнительных скважин, вводу новых нагнетательных скважин, переводу на механизированную добычу добывающих скважин позволили удержать добычу нефти с 1971-1976 гг. на уровне 2,5-2,6 млн.т в год.

С 1986 г. на площади широко внедряется нестационарное заводнение и переход на технологию оптимальной выработки пластов.

С 1990 г. ведется разукрупнение на более мелкие участки путем разрезания блоков дополнительными рядами нагнетательных скважин, что соответственно привело к увеличению ввода скважин под закачку. В настоящее время соотношение добывающих скважин к нагнетательным достигло 1,6 против 3,3 в 1990 г.

Одной из особенностей Альметьевской площади является расположение значительной ее части под городом Альметьевск и населенными пунктами Альметьевского района, что значительно осложняет добычу нефти. Под

городом сосредоточено 25 % балансовых запасов из общего количества запасов площади. Центральная часть (3 блок Альметьевской площади) соответственно вырабатывалась медленными темпами.

По мере застройки и расширения города устья многих ранее пробуренных скважин оказались в черте города, их дальнейшая эксплуатация была невозможна из-за требований экологической безопасности. Для организации довыработки невовлеченных запасов под городом необходимо было пробурить новые скважины. К этому времени появились новые технологии бурения и освоения скважин. С начала 90-х годов под город ведется наклонно-направленное бурение с большими отклонениями (Гумаров и др., 2008; Гумаров, Таипова, 2008).

В 1999 г. институтом «ТатНИПИнефть» составлен и утвержден «Проект наиболее полной выработки запасов из-под города Альметьевск».

По данному проекту охват бурением из-под застроенной части города достигался размещением 10 кустов (103 скважины). При этом заложенные смещения скважин достигали более 2500 м. Однако фактические результаты проведенных работ потребовали значительной корректировки дальнейших мероприятий (Теплова и др., 2010). Поэтому геологической службой была развернута работа по выбору и отводу участков, которые позволяли бы бурить скважины с меньшими смещениями. Общее количество кустов с учетом возможного расширения границ города было доведено до 23 (Рис. 2).

Необходимо отметить, что чуть менее половины объемов бурящихся новых скважин ведется на той части города, которая относится к Северо-Альметьевской площади. С 2000 по 2011 гг. на Альметьевской площади пробурено под город 53 скважины, из них – 13 скважин переведены

под закачку в процессе эксплуатации. Средний дебит нефти по 40 добывающим скважинам, пробуренным с 2000 г., составляет 8,3 т/сут (Табл. 1). В 2011 г. пробурено 10 скважин, из них 5 добывающих со средним дебитом 13,5 т/сут.

Наиболее высокодебитными оказались скважины, пробуренные в 2006-2008 гг. По 15 добывающим скважинам, пробу-

Показатели	Ед. изм	Годы									
		2000-2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Итого
Общее кол-во скв.	скв.	10	10	3	3	5	8	2	2	10	53
в т.ч. нагнетательные и водозаборные	скв.	3	0	2	1	0	1	1	0	5	13
Средний дебит (за весь период эксплуатации)	т/сут	8,1	5,5	3,7	19,6	15,6	14,6	4,9	7,9	13,5	8,3
Накопленная добыча с начала разработки	тыс.т.	182	136,9	7,6	75,9	121,7	117,3	3,7	5,7	9,8	660,6

Табл. 1. Объемы бурения и дебиты скважин, пробуренных под город, на территории Альметьевской площади Ромашкинского месторождения.

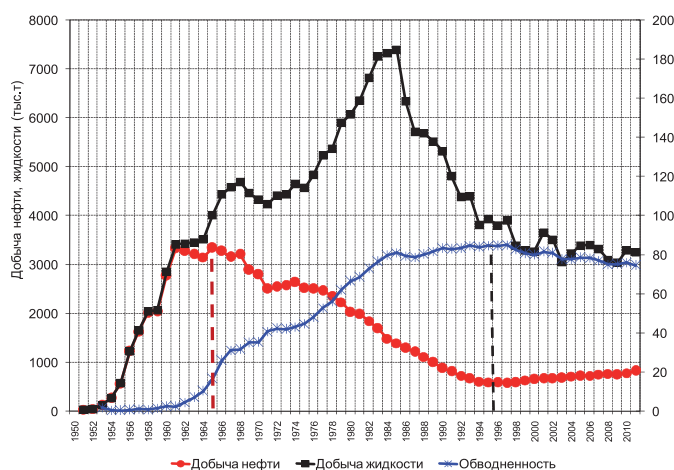


Рис. 1. Динамика технологических показателей разработки Альметьевской площади Ромашкинского месторождения

ренным за этот период, был достигнут средний дебит нефти 15,9 т/сут со средней обводненностью 28 % при среднем дебите нефти действующего фонда скважин по НГДУ «Альметьевнефть» менее 5 т/сут и обводненности 79 %. Всего из скважин, пробуренных с 2000 года под город, добыто 660,6 тыс.т нефти со средней обводненностью 60,2 %.

Одним из успешных примеров разбуривания кустов под город является куст КПД с дальнейшим внедрением на данном участке большого объема геолого-технологических мероприятий (ГТМ), направленных на оптимизацию выработки остаточных запасов (Рис. 3).

Работы по данному направлению будут продолжены и в последующие годы. Для организации довыработки запасов из-под города на территории Альметьевской площади осталось пробурить до 30 скважин.

За счет ввода в разработку новых скважин и вовлечения ранее недренируемых запасов в целом по Альметьевской площади темпы отбора от текущих запасов увеличились с 2,5 % в 1995 г. до 6,3 %.

В целом достигнутый значительный рост добычи нефти обеспечен за счет широкого комплекса мероприятий, где основополагающим является бурение (Теплова и др., 2011). При этом, значительное уменьшение обводненности с 85 % до 76 % по площади напрямую связано с более низкой текущей обводненностью вводимых из бурения новых скважин (Рис. 4).

В 1970-1980 гг. при бурении скважины вскрывались с высоким удельным весом бурового раствора (31 % эксплуатационного фонда), что предопределяет необходимость применять метод гидроразрыва пластов (ГРП) по части из них. Для интенсификации выработки запасов из верхних пластов ГРП на Альметьевской площади проводится с 2002 г. Всего охвачено ГРП 94 добывающих скважины (Рис. 5). По добывающим скважинам по состоянию на конец 2011 г. общая дополнительная добыча нефти достигла 361,7 тыс.т. Максимальный средний прирост обеспечен по 12 скважинам 2011 г. – 5,3 т/сут на скважину.

Среднесуточный первоначальный прирост (за первые полгода эксплуатации) по добывающим скважинам с начала внедрения ГРП составляет 3,7 т/сут, что более чем в 2 раза превышает дебит этих скважин до ГРП (Табл. 2).

Одним из основных направлений совершенствования процесса разработки остается развитие системы заводне-





Рис. 5. Эффективность применения ГРП на скважинах Альметьевской площади Ромашкинского месторождения.

деляют перспективы для внедрения технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД) и закачки (ОРЗ).

Одновременно-раздельная закачка воды начала применяться с 2006 г. Всего на площади ОРЗ внедрено на 48 скважинах. Дополнительная добыча на начало 2012 г. по ним достигла 146,8 тыс.т. Среднесуточный прирост по окружающим добывающим скважинам на 1 участок внедрения составляет 3,3 т/сут.

Одновременно-раздельная добыча скважин на площади применяется с 2007 г. За этот период оборудование ОРД внедрено на 23 добывающих скважинах со среднесуточным приростом 2,3 т/сут. Дополнительная добыча на конец 2011 г. по данным скважинам достигла 81,8 тыс.т.

Среди основных мероприятий, проведенных за 2000-2011 гг., необходимо выделить бурение новых скважин, применение ГРП, освоение под закачку нагнетательных скважин (Рис. 6). Дополнительная добыча нефти от указанных мероприятий в 2011 г. достигла 49 % годовой добычи по площади, в том числе бурение новых скважин – 30 %, ГРП – 9%, освоение под закачку – 10 % (Рис. 7), что в целом

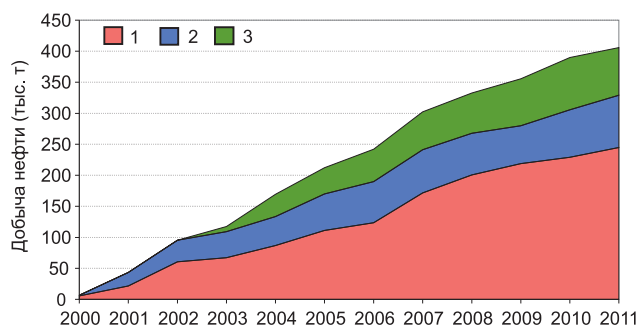


Рис. 6. Динамика дополнительной добычи нефти по основным геолого-техническим мероприятиям за 2000-2011 гг. 1 – за счет бурения новых скважин, тыс. т; 2 – за счет ввода нагн. скважин, тыс. т; 3 – за счет ГРП, тыс. т.

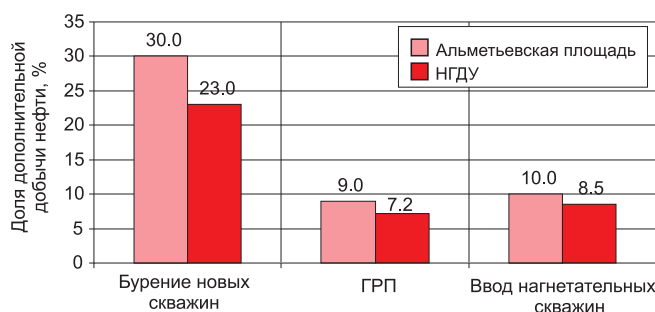


Рис. 7. Сравнение доли добычи основных мероприятий. Альметьевской площади и НГДУ в 2011 году.

Количество скважин	Показатели	Дебит жидкости, м³/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %
94	до ГРП	4,9	2,7	45
	после ГРП	13,7	6,4	51

Табл. 2. Изменение среднего дебита скважин Альметьевской площади Ромашкинского месторождения до и после ГРП.

выше средних показателей по НГДУ (Теплова и др., 2007).

По Альметьевской площади в 2012-2015 гг. планируется стабилизация добычи нефти на достигнутом уровне за счет активного применения вышеуказанных геолого-технических мероприятий и привлечения новых технологий.

Литература

Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М., Таипова В.А. Выработка остаточных запасов из-под г. Альметьевск. Сб. докл. конф.: «Техника и технология разработки нефтяных месторождений». М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». 2008. 133-135.

Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Подходы и методы управления выработкой запасов на объектах разработки НГДУ «Альметьевнефть». Мат-лы межд. науч.-практ. конф.: «Актуальные проблемы поздней стадии освоения нефтегазодобывающих регионов». Казань: Издательство «ФЭН». 2008. 128-138.

Теплова Л.Г., Гумаров Н.Ф., Ганиев Б.Г. Об особенностях разработки Альметьевской площади Ромашкинского месторождения на поздней стадии разработки. Сб. докл. науч.-практ. конф.: «О стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере НГДУ «Альметьевнефть». Казань: Центр Оперативной Печати. 2011. 33-41.

Теплова Л.Г., Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М. Интенсификация выработки остаточных запасов из-под г. Альметьевск. Сб. докл. науч.-практ. конф.: «Прошлое, настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан». Ч.1. Набережные Челны: ООО «Офис-Трейд». 2010. 132-135.

Теплова Л.Г., Гумаров Н.Ф., Таипова В.А. Состояние разработки Альметьевской площади. Тр. науч.-практ. конф.: «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения». Альметьевск: «ТатАСУнефть». 2007. 219-226.

L.G. Teplova, B.G. Ganiev, N.F. Gumarov. Oil production stimulation on the late stage of the Almeteyvsk area development.

The article states the history and particularities of the Almeteyvsk area development on the late stage of operation. Results of under city well drilling, hydraulic fracturing carrying out, simultaneous-separated operation and pumping, implementation of new injection wells are presented.

Key words: under city well drilling, hydraulic fracturing carrying out, simultaneous-separated operation and pumping.

Лариса Георгиевна Теплова

Ведущий геолог технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений

Тел.: (8553)319-633

Бulat Галиевич Ганиев

Начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений, к.тех.н.

Тел.: (8553)319-714

Нафис Фаритович Гумаров

Главный геолог, к.тех.н.

Тел.: (8553)319-746

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Танефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ В НГДУ «АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»

В данной работе представлен опыт внедрения технологии одновременно-раздельной закачки воды в НГДУ «Альметьевнефть» и рассмотрены наиболее перспективные ее направления.

Ключевые слова: одновременно-раздельная закачка, схемы оборудования, критерии подбора скважин, многопакерная компоновка.

Введение

Ромашкинское месторождение представлено многопластовыми объектами разработки, отличающимися по толщине, простирацию и по фильтрационным характеристикам. Совместная (одновременная) эксплуатация всех пластов, вскрытых одной скважиной, снижает эффективность их разработки, особенно тех, по которым не организована отдельная система заводнения. Для создания такой системы необходимо бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин с созданием самостоятельной сетки.

В компании «Татнефть» для решения этой задачи в нагнетательных скважинах успешно применяется технология одновременно-раздельной закачки (ОРЗ). Данная технология позволяет вовлечь в разработку дополнительные пласты без бурения новых скважин, с использованием ствола существующей скважины и организацией одновременного (совместного) отбора запасов нефти разных объектов одной сеткой скважин. За счёт этого обеспечивается эксплуатация объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов, повышается производительность скважины, оптимизация работы объектов. Подключение других объектов разработки или в пределах одного объекта разных по продуктивности пластов позволяет повысить в целом эффективность выработки, увеличить рентабельность отдельных скважин.

В НГДУ «Альметьевнефть» имеются сотни скважин, в которых нижняя высокопродуктивная пачка пластов является основным объектом разработки с высокой степенью выработанности. При этом в верхней пачке сосредоточены значительные запасы, не вовлеченные в разработку. Наличие в компании «Татнефть» высоконадежных пакеров, труб в антикоррозионном исполнении, эффективной антикоррозионной жидкости позволяет успешно использовать преимущества технологии ОРЗ.

Эксплуатация первых скважин по технологии ОРЗ начата в 2006 году. Для успешного внедрения технологии ОРЗ определены критерии подбора скважин, разработана техническая документация и организовано производство новых видов оборудования и инструмента, разработана технология монтажа, эксплуатации, ремонта и исследования оборудования скважин ОРЗ.

Для подбора скважин учитываются такие факторы, как

- технические характеристики обсадных колонн,
- состояние и величина непроницаемой перемычки между разобщаемыми пластами,

- качество цемента в заколонном пространстве,
- максимально допустимое давление на обсадную колонну,
- кривизна ствола скважины.

На начало внедрения можно выделить 2 основные технологические схемы скважинного оборудования ОРЗ с их достоинствами и недостатками.

1. Закачка воды в два пласта по двум концентрично расположенным колоннам НКТ О 89 и О 48 мм (разработчик ОАО «НЕФТЕМАШ» г. Тюмень, рис. 1).

Достоинства технологии:

- возможность регулирования и учёта объёмов закачки по каждому из пластов на поверхности;
- защита верхней части эксплуатационной колонны от высокого давления и коррозии за счёт установки пакера;
- наличие практического опыта (с 2003 г. эксплуатируются на нагнетательных скважинах ОАО НК «Роснефть-Пурнефтегаз», ОАО «Сибнефть-Ноябрьскнефть»).

Недостатки:

- относительно высокая стоимость (необходимость использования 2-х колонн НКТ);
- при использовании этой технологической схемы будет происходить интенсивная коррозия наружной поверхности колонны НКТ Ø 48 мм;
- возможность раздельной закачки воды не более чем в 2 пласта;
- сложность спуска геофизических приборов по колонне НКТ Ø 48 мм.

2. Закачка воды в два пласта по двум эксцентрично расположенным колоннам НКТ О 48 мм или Ø 60 и Ø 48 мм (разработчик «ТатНИПИнефть», Рис. 2).

Достоинство технологии «ТатНИПИнефть»:

- возможность регулирования и учёта объёмов закачки по каждому из пластов на поверхности.

Недостатки:

- относительно высокая стоимость (необходимость использования 2-х колонн НКТ);
- верхняя часть эксплуатационной колонны не защищена от избыточного давления (параллельный якорь не обеспечивает герметичности межтрубного пространства);
- возможность раздельной закачки воды не более чем в 2 пласта;
- сложность спуска геофизических приборов по колонне НКТ Ø 48 мм;
- отсутствие практического опыта использования этой технологии (Ахметзянов, Маленова, 2008).

Таким образом, обе рассмотренные технологии ОРЗ имели как преимущества, так и недостатки. В ОАО «Татнефть» было принято решение о проведении опытно-экспериментальных работ по внедрению технологий ОРЗ в НГДУ «Альметьевнефть» (2 скважины) и НГДУ «Ямашнефть» (1 скважина).

Назовем основные критерии при подборе скважин под внедрение технологии ОРЗ. Во-первых, в них должны быть пласты, характеризующиеся зональной и послойной неоднородностью. Во-вторых, они должны иметь пережку между разобленными пластами толщиной не менее 3 метров – для уменьшения степени интерференции пластов. Кроме того, между разобленными пластами необходим прочный цементный камень – это предупредит возникновение заколонных перетоков (Инструкция по применению технологии одновременно-раздельной закачки воды..., 2008).

С учетом данных критериев в НГДУ «Альметьевнефть» для внедрения технологии ОРЗ в 2006 г. были подобраны и успешно внедрены 2 нагнетательные скважины. Отсюда и началось массовое внедрение ОРЗ как в НГДУ «Альметьевнефть», так и в ОАО «Татнефть» в целом.

Из нескольких вышеописанных технологических схем, в зависимости от геологических требований, технологических возможностей и цены, была выбрана технологическая схема с двумя параллельно расположенными колоннами НКТ. Эта схема и принята на сегодняшний день стандартной для внедрения в компании ОАО «Татнефть» технологии ОРЗ. Она обеспечивает раздельную закачку в две группы пластов, позволяя при этом вести учет и регулирование объемов закачки по каждой группе пластов с поверхности, а также защищать эксплуатационную колонну и наружную поверхность обеих колонн НКТ от коррозии с помощью антикоррозионной жидкости (Ахметзянов, 2006).

На сегодняшний день технология успешно внедрена на 150 скважинах. По 121 из них уже получен стабильный прирост нефти в реагирующих добывающих скважинах. Суточный прирост нефти по скважинам составил 2,2 т. В 2012 году планируется внедрение ОРЗ еще на 20 скважинах (Рис. 3). Потенциальный фонд для дальнейшего внедрения составляет 90 скважин.

Технология ОРЗ является обширным полем деятельности для разработки и внедрения новых технологических и организационных решений, направленных на увеличение ее эффективности и расширение области применения. Однако на сегодняшний день наблюдается снижение потенциального фонда для внедрения ОРЗ по вышеописанным технологиям. Одной из перспективных задач в НГДУ «Альметьевнефть» является внедрение ОРЗ с применением мандрелей.

Необходимость развития мандрельной технологии ОРЗ обусловлена следующими недостатками стандартной технологии ОРЗ:

1. Невозможность разобления 3-х объектов;
2. Невозможность эксплуатации скважин с имеющимися или изолированными нарушениями;

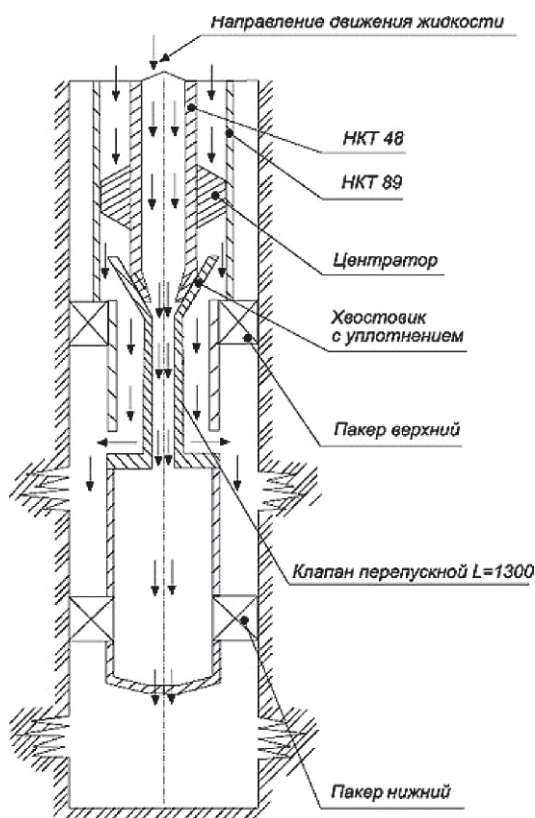


Рис. 1.



Рис. 2.

3. Необходимость периодического исследования герметичности системы НКТ-пакер-эксплуатационная колонна с привлечением специального персонала и техники.

Потенциальный фонд скважин на ОРЗ, не обеспечивающийся стандартной схемой внедрения оборудования из-за вышеперечисленных недостатков составляет 225 скважин.

Так, в 2010 году на скважине №21390 внедрена 3-х пакерная компоновка ОРЗ по мандрельной технологии. Целью было разобление 3-х объектов. Компоновка состоит из трех пакеров, где 2 нижних пакера разобщают объекты разработки, а верхний пакер отсекает эксплуатационную колонну от пластов. Также в компоновку входят 3 камулятивно-центрирующие устройства с глубинными приборами и скважинные камеры с извлекаемыми клапанами, установленными между пакерами. Для наличия постоянного контроля за давлением в межтрубном и трубном пространстве по нашей просьбе (кроме глубинных) были установлены приборы на устье скважины. Данные реше-

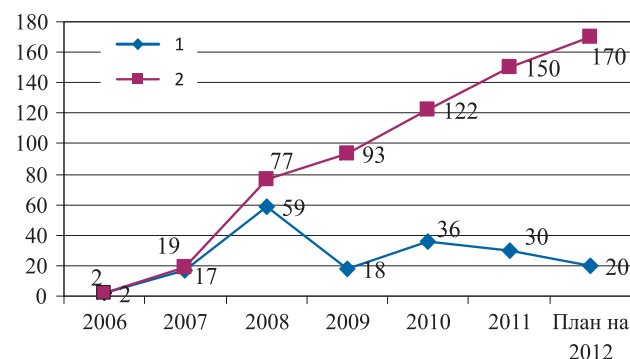


Рис. 3. График внедрения технологии ОРЗ на скважинах НГДУ «Альметьевнефть». 1 – Внедрение, шт.; 2 – Количество скважин, эксплуатирующихся на конец рассматриваемого периода, шт.

ния по внедрению оборудования оформлены рядом рационализаторских предложений и подана заявка на патент.

Внедрение компоновки производилось силами бригады по текущему ремонту скважин. Оборудование и специалисты, производившие монтаж данного оборудования и сопровождение спуска, были предоставлены компанией ООО НПО «Новые нефтяные технологии», г. Нижневартовск. Для передачи данных на верхний уровень АСУТП на устье скважины установили исследовательский скважинный дистанционный комплекс. Информация с глубинных приборов в режиме реального времени поступает в данный комплекс и передается на компьютер технолога цеха ППД. Технолог анализирует полученные данные и расчетным способом определяет объем закаченной жидкости в скважину с разбивкой по пластам, а по показаниям устьевых приборов анализирует причины изменения затрубного давления.

Оснащая скважину приборами контроля и управления, организуя мониторинг параметров работ скважин в постоянном режиме, мы получили реальный инструмент оперативного реагирования и управления скважиной, участком разработки. Тем самым мы сделали полноценный шаг к интеллектуализации скважины.

Рассматривая преимущества ОРЗ по мандрельной технологии в сравнении со стандартной технологией ОРЗ, необходимо отметить следующее.

1. Дополнительная добыча нефти от ОРЗ по мандрельной технологии из-за разобщения 3-х объектов, а не 2-х, больше дополнительной добычи от ОРЗ по стандартной технологии.

2. Потенциальный фонд скважин для внедрения ОРЗ по мандрельной технологии увеличивается более чем в 2 раза по сравнению со стандартной схемой ОРЗ.

3. При стандартной технологии в 20 % из всего количества внедрения получаем отмену внедрения по причине наличия изолированного или выявления действующего нарушения ЭК, в то время как наличие нарушения не является препятствием для внедрения ОРЗ по мандрельной технологии.

4. Внедрение ОРЗ по мандрельной технологии возможно при сужении ЭК до 142 мм, а в стандартной ОРЗ – до 144 мм.

5. На скважинах ОРЗ с мандрями отсутствует необходимость периодического контроля герметичности системы НКТ-пакер-эксплуатационная колонна с выездом на скважину, т.к. имеются показания глубинных и устьевых приборов на компьютере технолога цеха в режиме реального времени.

Установка приборов на устье и в самой скважине обеспечила возможность раннего предупреждения отклонений от режимов работы скважины. Анализируя динамику изменения давлений и температуры на скважине №21390, мы обнаружили возникновение зависимости давления в затрубном пространстве от давления закачки (буферное), а это означало наличие связи между подпакерным и надпакерным пространством.

Затем, чтобы выявить причину исследовали герметичность верхнего пакера по собственной методике. Результаты подтвердили негерметичность компоновки.

Подводя итог необходимо отметить следующие преимущества ОРЗ с применением многопакерной манд-

рельной компоновки:

1. Возможность разобщения и эксплуатации 2-х и более объектов, в том числе и в скважинах с имеющимися нарушениями эксплуатационной колонны.

2. При разобщении более 2-х объектов вовлечение в работу еще дополнительного объекта и тем самым получение дополнительной добычи нефти относительно стандартной компоновки.

3. Увеличение потенциального фонда скважин для внедрения ОРЗ за счет возможности эксплуатации скважин с имеющимся или ликвидированным нарушением.

4. Возможность получения информации о работе каждого разобщенного объекта в отдельности.

5. Возможность передачи информации о работе скважины и изменении давления в затрубном пространстве в систему телеметрии в режиме реального времени.

6. Возможность оперативного управления скважиной.

Заключение

На сегодняшний день технология ОРЗ является перспективным и относительно недорогим инструментом увеличения выработки пластов и интенсификации добычи нефти при разработке месторождений на поздней стадии.

Литература

Ахметзянов Р.Р., Маленова О.В. Развитие технологии ОРЗ в НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. тез. науч.-практ. конф., посв. 60-летию разработки Ромашкинского месторождения*. Альметьевск. 2008. Т.1. 69-71.

Ахметзянов Р.Р. Применение технологий одновременно-раздельной закачки в НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. тез. науч.-практ. конф., посв. 50-летию института «ТатНИПИнефть»*. Альметьевск. 2006. Т.1. 112-113.

ОАО «Татнефть», ТатНИПИнефть. Инструкция по применению технологии одновременно-раздельной закачки воды и подбору скважин для ОРЗ в системе ППД ОАО «Татнефть». РД-153-39,1-633-09. Бугульма-Альметьевск. 2008.

A.R. Rahmanov, E.V. Ozheredov, B.F. Zakiev, M.M. Malikov. **Reliability enhancement of the simultaneous-separated pumping in the Almeteyvneft Oil and Gas Production Department.**

The article deals with implementation experience of the simultaneous-separated water pumping technology in the Almeteyvskneft Oil and Gas Production Department. The most perspective directions of it are reviewed.

Key words: simultaneous-separated pumping, equipment scheme, selection well criteria.

Айрат Рафкатович Рахманов

Главный инженер

Евгений Витальевич Ожередов

Заместитель главного инженера по производству

Булат Флусович Закиев

Начальник технологического отдела по поддержанию пластового давления

Марат Мазитович Маликов

Ведущий инженер технологического отдела по поддержанию пластового давления

НГДУ «Альметьевнефть», ОАО «Татнефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35. Тел.: (8553) 25-81-83.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИНЫ

В работе отражены основные приоритетные направления по оптимизации процесса ремонта скважин, новейшие разработки в области ремонта скважин, которые внедряются на сегодняшний день в ОАО «Татнефть». Описаны результаты испытаний новых реагентов на скважинах Ромашкинского месторождения. Приведены сравнительные результаты внедрения новых методов ремонта скважин и полученный при этом экономический эффект.

Ключевые слова: ремонт скважин, методы интенсификации добычи нефти, фильтрационные характеристики коллектора, эффективность кислотных обработок.

Введение

Ромашкинское месторождение ОАО «Татнефть» на сегодняшний день находится на поздней стадии разработки. Основной фонд скважин эксплуатируется уже довольно длительное время и требует значительных затрат для поддержания его в работоспособном состоянии. В этой связи как никогда остро стоит вопрос оптимизации процесса ремонта скважин и сокращения его продолжительности.

В связи с ежегодным ростом средней стоимости одного ремонта скважины возникает необходимость снижения затрат. Специалистами НГДУ «Альметьевнефть» по организации ремонта скважин совместно с сервисными предприятиями по ремонту скважин ежегодно составляются мероприятия, направленные на оптимизацию процесса ремонта скважины. На основании разработанных мероприятий выделены основные приоритетные направления по оптимизации.

1. На 2012 год запланировано проведение 146 процессов гидроразрыва пласта (ГРП) против 103, выполненных в 2011 году. Значительного снижения продолжительности ремонта удастся достигнуть сокращением времени ожидания спада давления после проведения ГРП (Рис. 1). За счет применения новейших деструкторов время распада полисахаридного геля снижается с 24 до 12 часов. Экономия затрат при выполнении одного ремонта составляет порядка 46 тыс. руб.

Далее сокращается продолжительность ввода скважи-

ны в эксплуатацию после проведения ГРП в среднем на 32 часа (198 тыс. руб.). После проведения ГРП производится спуск зубчатого фрезы ФКЗ-89 и технологического паке-ра-ПРО. Тем самым исключаются дополнительные работы по спускоподъемным операциям (СПО) винтового забойного двигателя (ВЗД) с целью разбуривания пропантовой пробки, СПО пера на НКТ для вымыва пропанта с кварцевым песком и отбора жидкости свабинованием из кольцевого пространства.

2. Существенно снижается продолжительность ремонта за счет сокращения времени ожидания результатов исследования (ОРИ) после проведения геофизического



Рис. 1. Процесс проведения гидроразрыва пласта.

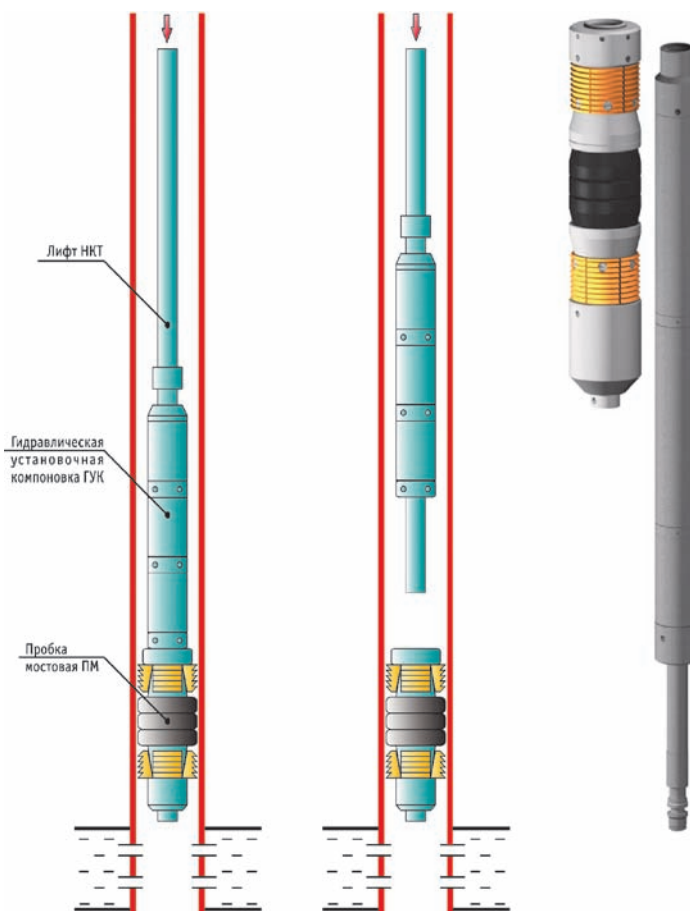


Рис. 2. Пробка мостовая разбураиваемая.

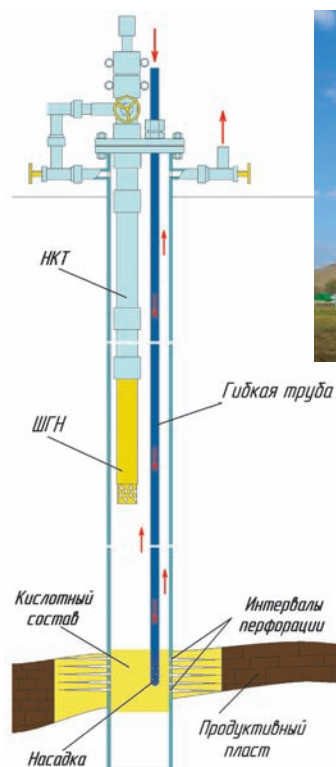


Рис. 3. Обработка ПЗП кислотным составом ИТПС-РС марки «А». Недостатки НСІ 15 МЛ, НСІ 24МЛ: длительное реагирование кислоты, высокая скорость реакции. Преимущества ИТПС-РС марки «А»: кислота замедленного действия, длительный срок эффекта от обработки, высокая успешность.

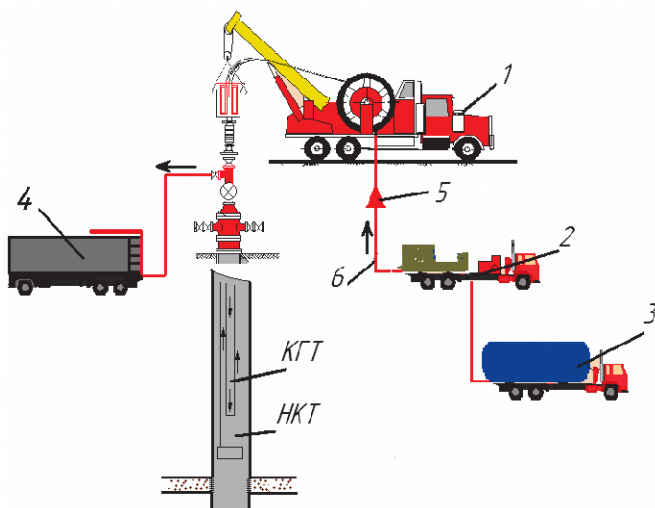


Рис. 4. Процесс обработки нагнетательной скважины закачкой мощней композиции на основе водорастворимого ПАВ «ИТПС-04-А» и органического растворителя. 1 — колюбинговая установка, 2 — насосный агрегат, 3 — автоцистерна, 4 — желобная ёмкость, 5 — обратный клапан, 6 — нагнетательная линия.

исследования (ГИС). Непосредственно со скважины информация по ГИС оперативно посредством беспроводного интернета (основные операторы — МТС, Мегафон) передается на геофизическую базу, где происходит детальная интерпретация данных. Это позволяет сократить продолжительность времени принятия решения о дальнейшем ходе ремонтных работ на скважине в среднем на 2 часа (около 16 тыс. руб. при выполнении одного ГИС).

В 2011 году в сравнении с 2010 годом значительно выросло количество повторных работ по ликвидации заколонной циркуляции. Традиционно применяемые в настоящее время способы ликвидации заколонного перетока жидкости с нижележащими пластами методом тампони-

рования не всегда приводят к требуемым результатам. Это связано с низкой надежностью технологии ликвидации перетока. Совместно с сервисным предприятием ООО «АльметьевскРемСервис» разработана и успешно испытана технология порционной закачки жидкого стекла и хлорида кальция.

3. Новым направлением оптимизации является отказ от установки цементных мостов за счет использования разбурываемых мостовых пробок (Рис. 2). Эффективность данного мероприятия достигается исключением операций по намыву кварцевого песка, установке отсекающего цементного моста, сокращения СПО НКТ. В среднем продолжительность ремонта сокращается на 30 часов (186 тыс. руб.).

4. До 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» основными кислотами, применяемыми для обработок, являлись — соляная (НСІ 15 МЛ и НСІ 24 МЛ) и плавиковая (ГКК, ГК-НЛ и ГК-МЛ).

Ухудшение коллекторских свойств продуктивного пласта может наступить вследствие набухания глин, выпадения неорганических солей из пластовых вод, образования стойких эмульсий, отложений смол парафинов и продуктов коррозии в фильтровой части ствола скважины, а также гидратации пород. Одной из основных причин, осложняющих эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин, является образование в процессе эксплуатации асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), что приводит к выводу из строя скважинного оборудования и приводит к снижению приёмистости пластов нагнетательных скважин.

На сегодняшний день в ОАО «Татнефть» одним из основных растворителей, используемых для обработки эксплуатационных колонн и НКТ с целью очистки и удаления от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), является растворитель парафинов нефтяной (РПН).

РПН — продукт переработки нефти, легковоспламеняющаяся жидкость с преобладанием лёгких фракций. Моющее действие растворителя основано на избирательном растворении смолопарафиновой составляющей АСПО, при этом остальные компоненты диспергируются и выносятся на поверхность потоком промывочной жидкости при промывке. Практика показывает, что в летнее время года при температуре окружающей среды выше 25 °С обработки скважин закачкой РПН неэффективны и пожароопасны, так как происходит снижение плотности растворителя. Снижение плотности растворителя препятствует нормальной работе насосных агрегатов и увеличивает продолжительность закачки, как следствие увеличивает её стоимость и снижает эффективность.

Как альтернативный метод обработки эксплуатационных колонн и НКТ от АСПО, с 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» начали широко применять моющую композицию на основе комплекса водорастворимого ПАВ ИТПС-04-А и растворителя «МИА-ПРОМ».

Данной методикой предлагается совместное применение водорастворимого комплекса ПАВ ИТПС-04-А и растворителя «МИА-ПРОМ», что позволяет достичь максимального эффекта за счёт синергетического взаимодействия реагентов.

Данный физико-химический метод предложен научно-производственным центром «Интехпромсервис», г. Казань. Основными преимуществами данного метода является более низкая стоимость реагентов и возможность проведения обработок при температурах окружающей среды от -40°C до $+50^{\circ}\text{C}$.

В НГДУ «Альметьевнефть» силами ООО «Татнефть-АктюбинскРемСервис» ежегодно на нагнетательном фонде скважин проводится от 100 до 200 обработок эксплуатационных колонн и НКТ от АСПО с применением гибкой трубы. Успешность обработок от АСПО с применением РПН не превышала 50 %, тогда как применение моющей композиции на основе комплекса водорастворимого поверхностно-активного вещества (ПАВ) ИТПС-04-А и растворителя «МИА-ПРОМ» позволило повысить успешность до 66 % (Рис. 3).

Известно, что продуктивность скважин во многом зависит от естественной проницаемости продуктивного пласта в целом и призабойной зоны в частности. Кроме того, большое влияние на последующую производительность объекта оказывают характер и зона изменения проницаемости в процессе закачивания и эксплуатации скважины. В этой связи большое значение приобретают методы интенсификации добычи нефти, которые позволяют восстановить, либо улучшить фильтрационные характеристики коллектора в призабойной зоне скважин. Одним из наиболее распространенных видов воздействия на призабойную зону с карбонатными и терригенными коллекторами являются кислотные обработки скважин.

До 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» основными кислотами, применяемыми для обработок, являлись – соляная (HCl 15 МЛ и HCl 24 МЛ) и плавиковая (ГКК, ГК-НЛ и ГК-МЛ). Успешность обработок на добывающем фонде при обработках карбонатных коллекторов составляла в среднем 30-40 %, при обработках терригенных коллекторов на нагнетательном фонде скважин не превышала 46-50 %.

Водонасыщенные известняки и пористые доломиты имеют высокую удельную поверхность, поэтому реакция нейтрализации соляной кислоты протекает чрезвычайно быстро. Даже в трещиноватых коллекторах, когда кислота движется без сопротивления, значительная часть кислоты проникает в стенки этих трещин, при этом кислота практически мгновенно нейтрализуется, так как удельная поверхность контакта кислоты с водонасыщенной породой очень большая. Глубина проникновения кислоты до её нейтрализации составляет несколько сантиметров, этим обстоятельством вызвано желание ограничить впитывание кислоты стенками трещин (проводящих каналов) и без того обладающих сверхвысокой проницаемостью. В этих условиях замедление реакции кислоты с карбонатами становится определяющим в успешности солянокислотной обработки.

На основании собранной аналитической работы, и исходя из вышеперечисленных причин низкой успешности кислотных обработок, возникла естественная необходимость в изыскании новых видов кислотных составов.

После проведения лабораторных испытаний образцов пластовых флюидов и пород-коллекторов, сотрудниками ООО НПЦ «Интехпромсервис» был разработан новый

кислотный состав ИТПС-РС для карбонатных (марка «А») и терригенных (марка «Б») коллекторов, который увеличивает эффективность кислотных обработок.

С 2010 года в НГДУ «Альметьевнефть» на скважинах Ромашкинского и Бухарского месторождений были начаты промысловые испытания кислотных составов ИТПС-РС. На сегодняшний день на добывающем фонде скважин выполнено 13 обработок, неуспешных из которых только 3 (успешность составила 76,9 %). На 7-ми скважинах эффект от произведённых обработок продолжается и до сей поры. На нагнетательном фонде скважин выполнено 48 обработок кислотными составами ИТПС-РС марки «Б», успешность которых составляет на сегодняшний день 62,5%, причём на 14-ти скважинах эффект от обработок продолжается. Часть обработок (15скв.) выполнена комплексным методом с применением установки «Гибкая труба», которая включает как обработку ствола скважины и насосно-компрессорных труб от АСПО, так и обработку кислотным составом ИТПС-РС марки «Б» (успешность таких обработок составляет порядка 67 %). Для сравнения успешность подобных ремонтов при использовании стандартных материалов (таких как РПН и ГК-НЛ) не превышает 54 % (Рис. 4).

Заключение

Новые подходы к проведению ремонта скважин и внедрение новейших разработок в области ремонта скважин, совмещённые с постоянно проводимой аналитической работой, позволяют сокращать весьма значительные затраты на ремонт скважин, при этом увеличив его успешность.

T.I. Galiev, D.P. Zaycev. Well-workover operation process optimization.

The paper reads the main priority directions for well workover process optimization, recent developments in the field of well workover, which are implemented currently in the JSC "Tatneft". Results of new agents testing on wells of the Romashkino field are described. Comparative results of implementation of well workover new methods and economical impact obtained thereat are listed.

Key words: well workover, enhanced oil recovery, acid treatment, filtration characteristics. .

Тимур Ильдусович Галиев

Начальник отдела организации ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть».

Дмитрий Петрович Зайцев

Ведущий распорядитель работ по КРС и ПНП отдела организации ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». Научные интересы: гидродинамика, физика пласта, ядерная физика.

ООРС и ПНП НГДУ «Альметьевнефть». 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 35. Тел.: (8553)370-790.

УДК: 502:622.276.5

Р.М. Гареев¹, А.Р. Рахманов², А.Ф. Алчинов², М.Н. Мингазов³, Е.В. Хисамутдинова³¹ОАО «Татнефть», Альметьевск²НГДУ «Альметьевнефть», Альметьевск³ТатНИПИнефть, Бугульма

alchinovAF@almet.tatneft.ru

РЕШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Показан опыт использования информационных технологий для решения экологических задач в НГДУ «Альметьевнефть». Представлен алгоритм принятия решений с использованием программных комплексов и содержащейся в них информации.

Ключевые слова: гидромониторинг, водные объекты, информационные системы, базы данных.

Природоохранная деятельность является одним из высших стратегических приоритетов в деятельности ОАО «Татнефть». Реализация экологических программ и инициатив осуществляется через деятельность нефтегазодобывающих управлений (НГДУ). На протяжении многих лет в НГДУ «Альметьевнефть» проводится значительная работа по охране окружающей среды. Вся территория деятельности управления охвачена непрерывным мониторингом экологической обстановки. В настоящей работе приведена информация об организации этого мониторинга на примере НГДУ «Альметьевнефть».

Добыча нефти в НГДУ ведется на Миннибаевской, Альметьевской, Северо-Альметьевской и Березовской площадях Ромашкинского месторождения. Административно НГДУ «Альметьевнефть» занимает территорию на юго-востоке Республики Татарстан в центральной части Альметьевского района. На его территории расположено 39 населенных пунктов, в том числе и г. Альметьевск. Географически территория находится на северных склонах Бугульминско-Белебеевской возвышенности. Здесь расположено значительное количество поверхностных водных объектов, которые используются населением для хозяйственно-бытовых целей, имеются запасы пресных подземных вод, являющихся источником питьевой воды. Основная водная артерия НГДУ – река Степной Зай (Рис. 1).

Качество пресных поверхностных и подземных вод является одним из основных индикаторов состояния природной среды в районах нефтедобычи и позволяет контролировать уровень воздействия нефтедобычи на окружающую среду. Это требует организации оперативного контроля за состоянием водной среды для принятия инженерных решений, планирования различных природоохранных мероприятий. На сегодняшний день мониторингом в НГДУ «Альметьевнефть» охвачено 154 родников, 45 рек и ручьев.

Загрязняющая роль технологических процессов добычи нефти проявляется, прежде всего, в изменении качественного состава подземных вод зоны активного водообмена и, как следствие, поверхностных вод. Основными показателями нефтепромыслового загрязнения являются повышенное содержание ионов хлора и нефтепродуктов в воде. Для оперативного определения содержания солей в водоемах с 1985 года используется система телеконтроля на реках с выводом её показаний на диспетчерский пункт. Это позволяет круглосуточно вести контроль за со-

стоянием водных артерий, в случае ухудшения состояния оперативно выявлять источники загрязнения и принимать меры для их устранения. К возможным источникам загрязнения в первую очередь относятся порывы трубопроводов различного назначения и негерметичность эксплуатационных колонн скважин.

Информатизация производственных процессов и различных служб – необходимость времени. Информационные технологии активно внедряются как в ОАО «Татнефть», так и в экологической службе НГДУ «Альметьевнефть». Существовал ряд причин создания рабочего места для экологов. Так мониторинг водных объектов осуществляется с конца 60-х годов. Со второй половины 80-х наблюдения ведутся на регулярной основе. Таким образом, накоплен огромный массив информации о состоянии водных объектов на территории деятельности НГДУ «Альметьевнефть». Для анализа причин того или иного случая загрязнения, оперативного анализа состояния, подготовки инженерных решений экологам необходимо привлекать различную информацию. Это и географическая, и технико-технологическая информация, и данные о состоянии водных объектов. Для этих целей возникает необходимость привлекать специалистов из различных служб НГДУ. Все это, а также ужесточающиеся экологические требования, стали причинами более полного и комплексного использования уже существующих информационных систем и создания автоматизированного рабочего места эколога (АРМ – «Эколог»).

Экологическая служба НГДУ выступила инициатором создания программного комплекса АРМ – «Эколог» на базе корпоративной информационной системы «АРМИТС» для анализа и оперативного составления мероприятий, направленных на снижение техногенной нагрузки на природу. В нем используются информационные базы, которые существуют в системах КИС «АРМИТС», ArcGIS, «Учет и анализ работы системы трубопроводов». Разработан программный комплекс группой АРМИТС при участии специалистов геологического, технологического и экологического отделов НГДУ «Альметьевнефть». Он включает в себя все параметры, которые необходимы для проведения оперативного контроля, анализа и получения отчетной информации. Информационное наполнение комплекса АРМ-«Эколог» осуществлено с 1986 года. АРМ – «Эколог» в настоящее время позволяет проводить оценку экологического состояния водных источ-

ников. Непосредственно в АРМ – «Эколог» содержится база данных по мониторингу водных объектов, а также реализовано взаимодействие с другими системами на уровне подключаемых модулей.

Ввод информации

В АРМ – «Эколог» реализован ролевой доступ специалистов различных служб, произведено разграничение прав и уровней доступа пользователей системы. Наполнение баз данных по гидромониторингу осуществляется инженерами экологической группы лаборатории ЦКППН-1. Наполнением баз данных в системах КИС «АРМИТС», ArcGIS, «Учет и анализ работы системы трубопроводов» занимаются специалисты соответствующих отделов. Это специалисты цехов по добыче нефти, геофизики, геологи и др. Оперативный анализ осуществляют экологи, геологи и руководители отделов, которые могут использовать весь комплекс данных. Информация в системе может быть представлена в табличном виде, в виде графиков или нанесена на карты. Разграничение доступа и разделение функций осуществлено с учетом профессиональных обязанностей пользователей системы.

Ввод первичной информации о состоянии водных объектов в АРМ – «Эколог» выполняется сотрудниками лаборатории, выполняющими отбор и анализ проб воды. Отбор проб воды для анализа и внесение их результатов в базу данных по гидромониторингу производится ежедневно. Для точного определения местоположения точки отбора ее координаты определяются с помощью GPS навигатора. Таким образом, точки отбора можно отображать в геоинформационной системе ArcGIS. Помимо географического местоположения точек отбора и химического состава воды в базу данных заносится справочная информация: тип источника, название, привязка. Автоматически осуществляется контроль за соблюдением ПДК в воде (предельно допустимая концентрация). В случае превышения нормативов запись соответствующего источника в базе данных окрашивается в розовый цвет.

Технико-технологическая информация о скважинах, трубопроводах вводится в комплексы КИС АРМИТС и «Учет и анализ работы системы трубопроводов» специалистами соответствующих отделов. В системы вносятся информация о конструкции скважин, глубинно-насосном оборудовании, ее режиме, о проведенных геофизических и гидродинамических исследованиях, о выполненных ремонтах и др. Аналогичная информация вносится по трубопроводам.

Алгоритм работы системы АРМ – «Эколог»

1. Определяется интересующий водный объект. В первую очередь анализируются те

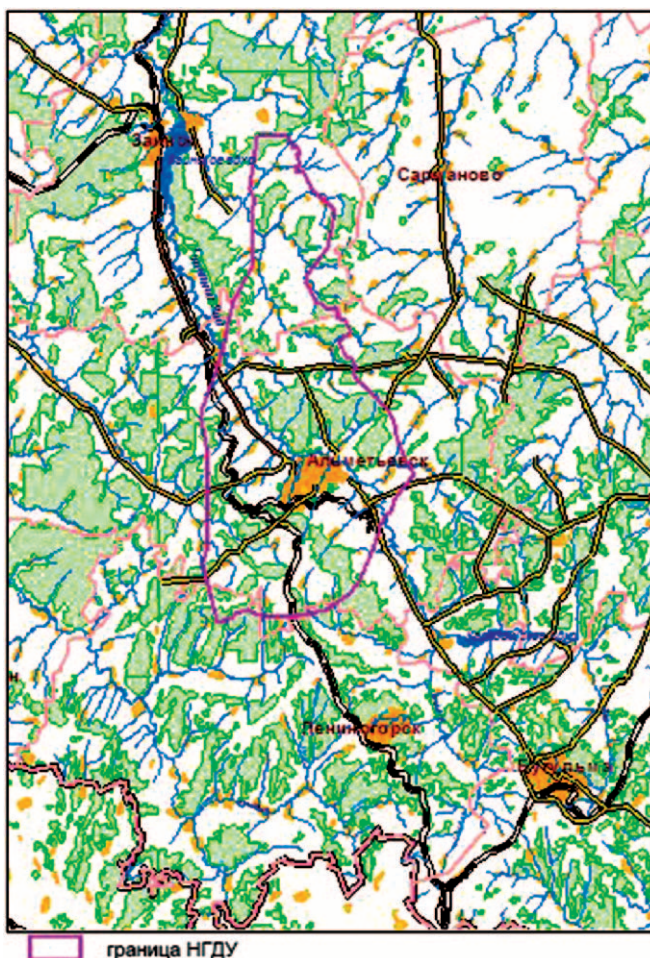


Рис. 1. Географическое расположение территории НГДУ.

объекты, в которых наблюдается превышение ПДК по какому-нибудь компоненту.

2. Через меню АРМ – «Эколог» переходим в ArcGIS. Здесь наиболее наглядным образом на карте показано местоположение объекта. Если это родник, то определяется его область питания.

3. Определяется вид и количество нефтяных объектов

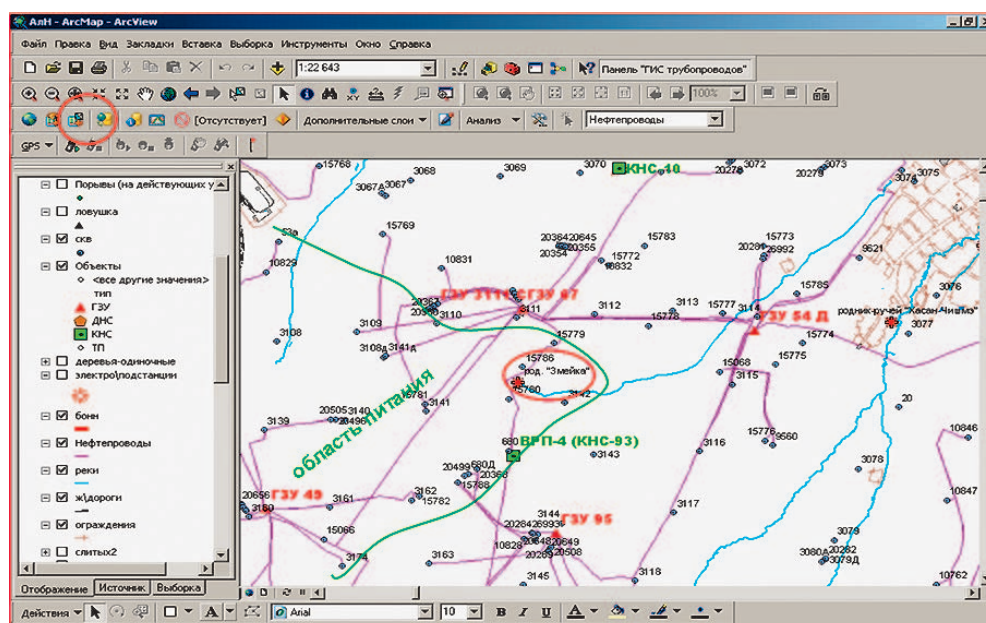
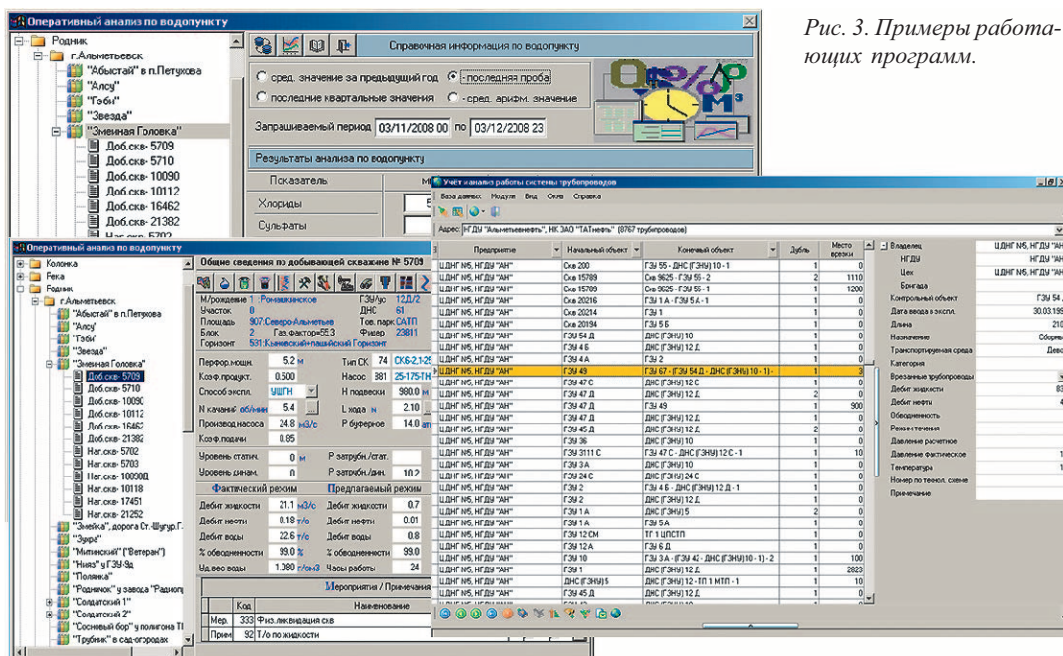


Рис. 2. Определение источников загрязнения в области питания родника.



обеспечивает оперативное выявление возможных причин загрязнения; обеспечивает взаимодействие различных служб НГДУ в процессе принятия решений и, таким образом, является эффективным инструментом для принятия инженерных, технологических или управленческих решений.

В настоящее время в АРМ – «Эколог» реализованы функции, касающиеся водных объектов, но в дальнейшем предполагается создать блок по контролю атмосферного воздуха. Таким образом,

будет продолжена информатизация экологической службы НГДУ «Альметьевнефть».

находящихся в области питания (скважины, трубопроводы и другие нефтяные объекты). Все они являются потенциальными источниками загрязнения (Рис. 2).

4. По выбранным объектам через систему запросов получаем информацию. Данные из информационной системы «Учет и анализ работы системы трубопроводов» позволяют проанализировать состояние трубопроводов в области питания родника. Если на трубопроводах за период между наблюдениями были отказы, то проводится анализ последствий. В дальнейшем вырабатываются совместные с техническими службами решения по их устранению.

5. Также с помощью запросов в режиме оперативного анализа в систему АРМ – «Эколог» подгружаются данные по добывающим и нагнетательным скважинам из КИС АРМИТС. По скважинам доступна следующая информация: конструкция, проводимые работы по капитальному и подземному ремонту, простои, геофизические исследования состояния колонн, гидродинамические исследования, информация по пластам и т.д. (Рис. 3). Анализ полученной информации позволяет выделить факторы, воздействующие на данный объект. В итоге вырабатываются мероприятия для ликвидации этого воздействия и, следовательно, улучшения состояния водного объекта.

6. АРМ – «Эколог» позволяет выводить необходимую информацию в виде специально разработанной табличной формы или в виде графиков.

Сегодня информационные технологии широко проникли в процессы производства: нефтедобычу, систему ППД, подготовки и транспортировки нефти. Они обеспечивают интеграцию специалистов различных служб и подразделений. Все это наглядно демонстрирует созданный программный комплекс.

АРМ – «Эколог» является инструментом, с помощью которого процесс выработки решения осуществляется оперативно, с минимальными трудозатратами и информационно обосновано. Программный комплекс позволяет вводить, хранить информацию по состоянию водных объектов; через взаимодействие с другими системами

R.M. Gareev, A.R. Rahmanov, A.F. Alchinov, M.N. Mingazov, E.V. Hisamutdinova. **Solution of ecological problems on the basis of information technologies.**

Experience of the information technologies usage for ecological problems solution in the Almeteyevskneft Oil and Gas Production Department is shown. Decision making mechanism with software system application and information contained therein is stated.

Key words: hydromonitoring, water objects, information technologies, databases.

Равиль Мансурович Гареев

Начальник технологического отдела по борьбе с коррозией и охране природы.

Айрат Рафкатович Рахманов

Первый заместитель начальника управления по производству – главный инженер.

Александр Федорович Алчинов

Заместитель главного инженера по борьбе с коррозией и охране природы – начальник отдела.

Тел.: 8(8553)31-96-54.

НГДУ «Альметьевнефть», ОАО «Танефть». 423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, 35.

Минтахир Нургатович Мингазов

Канд. геол. наук, зав. отделом экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений.

Елена Валерьевна Хисамутдинова

Старший научный сотрудник отдела экологической безопасности при разработке нефтяных месторождений.

ТатНИПИнефть, ОАО «Татнефть». 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32.

Тел.: (85594) 789-70.