

НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО

ЯНВАРЬ
JANUARY

1'2009

Читайте в номере:

Муслимов Р.Х.
Нанотехнологии в геологии и повышении эффективности освоения залежей с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами нефти

Хисамов Р.С., Хузин Р.Р., Тимиров В.С.
Совершенствование технологии вскрытия сложнопостроенных коллекторов на этапе заканчивания скважин строительством

Котова В.З., Моор Н.А., Ширяева А.С., Шакирова Г.В., Хальзов А.А.
Повышение достоверности оценки проницаемости терригенных коллекторов с помощью выделения фаций

УЧАСТНИКИ ИЗДАНИЯ



ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»



УЧРЕДИТЕЛИ ЖУРНАЛА



НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
РОСНЕФТЬ



ОАО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ



ОАО
ТАТНЕФТЬ



АНК
БАШНЕФТЬ



РМНТК
НЕФТЕОТДАЧА



НТО ИМ. АКАД.
И.М.ГУБКИНА

ЖУРНАЛ ОСНОВАН В 1920 ГОДУ



Нефтяная компания
«РОСНЕФТЬ»



ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»



ОАО «ТАТНЕФТЬ»



АНК «БАШНЕФТЬ»



Российский межотраслевой
научно-технический комплекс
«НЕФТЕОТДАЧА»



Научно-техническое общество
нефтяников и газовиков
им. академика И. М. Губкина



ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»



ОАО «ГИПРОТЮМЕННЕФТЕГАЗ»



ООО «Тюменский нефтяной
научный центр»



ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ НТЦ»

Публикации в журнале учитываются ВАК
при защите докторских и кандидатских
диссертаций

Журнал включен (входит) в Российский
индекс научного цитирования

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

В.Н. ЗВЕРЕВА (главный редактор)

Н.Н. АНДРЕЕВА

Е.Г. АРЕШЕВ

П.П. БЕЗРУКИХ

С.М. БОГДАНЧИКОВ

Н.Г. БРУНИЧ

М.Д. ВАЛЕЕВ

Э.Х. ВЕКИЛОВ

О.Г. ГОРДЕЕВ

А.Г. ГУМЕРОВ

А.Н. ДМИТРИЕВСКИЙ

С.А. ЖДАНОВ

И.С. ЗАКИРОВ

А.Б. ЗОЛОТУХИН

Р.Р. ИБАТУЛЛИН

Н.Г. ИБРАГИМОВ

В.А. КЛИНЧЕВ

А.Ю. КОРШУНОВ

Н.Н. ЛИСОВСКИЙ

Ю.В. ЛУКЬЯНОВ

А.М. МАСТЕПАНОВ

А.Г. МЕССЕР

Р.Х. МУСЛИМОВ

В.И. ОТТ

Б.И. ПОТАПОВ

В.А. САВЕЛЬЕВ

Е.Н. САФОНОВ

С.М. СОКОЛОВ

Н.П. ТОКАРЕВ

М.М. ХАСАНОВ

Л.Д. ЧУРИЛОВ

А.Х. ШАХВЕРДИЕВ

СОДЕРЖАНИЕ

Нефтегазовые компании

Новости компаний 4

Экономика, управление, право

Ахмадуллин Э.А. Алгоритм расчета минимально достаточной численности полевых супервайзеров по ремонту скважин 10

Геология и геолого-разведочные работы

Малышева Т.М., Комарова М.Ф., Гордеев А.О. Модель сейсмогеологического строения ачимовской толщи Верхнеколик-Еганского месторождения 12

Фадеев А.М., Зверев К.В., Федорцов В.В. Петрофизическая модель коллекторов тюменской свиты Усть-Тегусского месторождения 16

Котова В.З., Моор Н.А., Ширяева А.С., Шакирова Г.В., Хальзов А.А. Повышение достоверности оценки проницаемости терригенных коллекторов с помощью выделения фаций 20

Усманов И.Ш., Куриленкова Г.А., Штепа Е.Г. Геологическое строение и перспективы нефтеносности доюрского фундамента северной части Сургутского свода 24

Диангоне Би Тизие Эрик. Определение нефтегазоносности бассейна Кот д'Ивуар на основе анализа геохронотермобарических условий нефтегазообразования 27

Бурение скважин

Хисамов Р.С., Хузин Р.Р., Тимиров В.С. Совершенствование технологии вскрытия сложнопостроенных коллекторов на этапе заканчивания скважин строительством 30

Харлов А.Н., Прудников А.А., Кудашов К.В. Повышение эффективности бурения за счет совершенствования техники и технологии освоения скважин в ОАО «Удмуртнефть» 34

Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений

Муслимов Р.Х. Нанотехнологии в геологии и повышении эффективности освоения залежей с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами нефти 38

Хисамов Р.С. Применение современных биотехнологий увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть» 42

Брусиловский А.И., Хватова И.Е., Нугаева А.Н. Опыт оценки объемного коэффициента пластовой нефти и рациональный подход к получению зависимостей РVT-свойств от давления при ограниченной исходной информации 44

Канзафаров Ф.Я. Изменение свойств нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения 47

Кузнецов О.Л., Дыбленко В.П., Чиркин И.А., Лукьянов Ю.В., Ащепков Ю.С. Повышение эффективности разработки истощенных месторождений с использованием комплекса новых сейсмоакустических технологий 50

Федоров К.М., Федоров П.К., Лущиков А.Ю., Пименов Е.Д. Методика прогнозирования приемистостей скважин после их перевода в нагнетательный фонд 55

Грачева С.К., Стрекалов А.В. Влияние неустановившегося изменения фильтрационно-емкостных свойств на режимы эксплуатации пластовой системы 58

Степанов С.В., Васильев В.В. Оценка качества гидродинамического моделирования на основе решения задачи адаптации в прискважинной окрестности 61

Федоров В.Н., Лушпеев В.А., Маликова Э.Ф. Термогидродинамические исследования сложнопостроенных коллекторов на стадии освоения 64

Техника и технология добычи нефти

Гильмутдинов Б.Р., Антипин Ю.В., Шаκριсламов А.Г. Применение вспененных ингибирующих композиций при борьбе с осложнениями в скважинах Арланского месторождения 66

Корженевский А.Г., Юсупов И.Г., Корженевская Т.А. Исследование герметичности цементной крепи скважин гидродинамическим методом 69

Музипов Х.Н., Ерка Б.А., Савиных Ю.А. Измерение дебита скважины при многопластовой добыче 72

1'2009 январь

Транспорт и подготовка нефти

Катеев М.В., Гришагин А.В., Кологреева Т.И., Крикунов А.А., Бегишев И.Р. Система создания инертной парогазовой среды в резервуарах Радаевской установки подготовки нефти	74
Подалов И.Ю. Применение рассекающих муфт для борьбы с ручейковой коррозией в нефтепроводах	77

Нефтепромысловое оборудование

Уразаков К.Р., Топольников А.С., Агамалов Г.Б. Комплексный показатель надежности насосного оборудования	78
--	----

Трубопроводный транспорт нефти

Коржубаев А.Г. Стратегия развития инфраструктуры транспорта углеводородов в России	82
Дзарданов О.И. Прокладка трубопроводов в подводном переходе с использованием быстроразъемного соединения	87

Информационные технологии

Костров В.А. DataCenter – вектор развития геоинформационных систем «ТНК-ВР»	88
--	----

Экологическая и промышленная безопасность

Музипов Х.Н., Ерка Б.А., Илларионова Е.Г., Иванова Ю.В. Обеспечение экологической безопасности предприятий нефтегазодобывающей отрасли	92
---	----

Поздравляем юбиляра

Виктору Ивановичу Крылову – 80 лет!	95
Эрнсту Мирсаяфовичу Юлбарисову – 70 лет!	95

Информация

О взаимодействии с Обществом инженеров-нефтяников (SPE)	96
---	----

Неизвестное «Нефтяное хозяйство»

Евдошенко Ю.В. Совет нефтяной промышленности и издание нефтяной литературы в 20-е годы XX века	98
---	----

Памяти выдающегося нефтяника

Кудасевич Мечислав Станиславович (1919 – 2003)	101
Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович (1947 – 2008)	101

Алфавитный указатель статей, опубликованных в журнале «Нефтяное хозяйство» в 2008 г.	102
--	-----

ФИРМЫ РЕКЛАМОДАТЕЛИ

Hewlett Packard	2 стр. обл.	ОАО «Зарубежнефть»	6, 7, 8
ОАО «ВНИИнефть»	3 стр. обл.	ОАО «Татнефть»	9
ООО НПФ «Пакер»	4 стр. обл.	ОАО «Гипротоменнефтегаз»	43
ОАО «НК «Роснефть»	4, 5, 112		

ИЗДАТЕЛЬСТВО

ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»

Председатель Совета директоров

П.А. Котов

Генеральный директор

Л.Д. Чурилов

Зам. генерального директора

Главный редактор

В.Н. Зверева

Зам. главного редактора,
исполнительный директор

О.В. Вартанова

Главный бухгалтер

Е.И. Барышева

Бухгалтер

С.Г. Винокурова

Руководитель

информационной группы

Б.И. Потапов

Пом. руководителя

информационной группы

С.Ю. Тер-Саакян

Web-редактор

Е.Н. Собанина

Системный администратор

В.Е. Наместников

Руководитель

редакционной группы

В.В. Сулаева

Ст. научный редактор

В.И. Федорова

Научный редактор

А.А. Салтыкова

Редактор

Ю.В. Евдошенко

Художник

М.Г. Иванова

Руководитель рекламной

группы

Ю.Ю. Каминская

Менеджер по рекламе

А.В. Давыдова

Менеджер по

связям с общественностью

А.В. Горбунова

Менеджер

А.Л. Сергеев

Руководитель группы

верстки и дизайна

А.А. Клышникова

Специалист по

компьютерной верстке

Я.А. Морозова

Специалист progress

Г.Д. Мухина

Журналист

О.Н. Степанова

Сдано в набор 17.12.2008.

Подписано в печать 16.01.2009.

Формат 60x88, 1/8. Бумага мелованная.

Печать офсетная. Усл.п.л. 8.

Усл. кр.-отт. 10. Уч.-изд.л. 15.

Тираж 7 000 экз. Заказ N 1.

Адрес редакции почтовый:

117997, Москва, Софийская наб., 26/1,

редакция журнала «Нефтяное хозяйство»

Редакция находится по адресу:

Москва, ул. Малая Калужская, д.15, стр.7

Тел./факс:

(495) 730-22-81

730-07-17

E-mail: mail@oil-industry.ru

<http://www.oil-industry.ru>

Отпечатано в ООО «Август Борг»

Цена свободная.

ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство»

© «Нефтяное хозяйство»

Зарегистрирован в Министерстве

Российской Федерации по делам печати,

телерадиовещания и

средств массовых коммуникаций

РФ 14.10.2002 г.

Reg N ПИ №77-13722

При перепечатке ссылка

на «Нефтяное хозяйство» обязательна

Редакция не несет ответственности

за достоверность информации,

опубликованной

в рекламных объявлениях



НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
РОСНЕФТЬ

Совет директоров НК «Роснефть» подвел предварительные итоги деятельности компании в 2008 г. и утвердил бизнес-план на 2009 г.

31 декабря 2008 г. состоялось заседание Совета директоров ОАО «НК «Роснефть», на котором были подведены предварительные итоги деятельности компании в 2008 г. и утвержден бизнес-план на 2009 г.

Основные показатели	2009 г. (бизнес-план)	2008 г. (предварительные)	2007 г.
Добыча нефти и газового конденсата, млн. т	112,3	110,1	101,0
Добыча газа (товарная продукция), млрд. м ³	11,9	11,2	11,1
Переработка нефти, млн. т	49,6	49,3	40,2
Производство нефтепродуктов, млн. т	47,4	47,2	38,2
Среднее число действующих АЗС	1 698	1 644	1 629

Согласно предварительным данным, по итогам 2008 г. добыча нефти и газового конденсата составила 110,1 млн. т, что на 9 % превышает показатель 2007 г. Органический темп роста добычи (без учета приобретений) превысил 4 %, что является лидирующим показателем в отрасли среди компаний сопоставимого масштаба. Рост добычи был обеспечен в основном дальнейшим вовлечением в разработку уникальной ресурсной базы компании за счет расширения программы эксплуатационного бурения в ведущих предприятиях нефтедобычи. Так, объем проходки был увеличен на 6,3 % – до 2 547 тыс. м, пробурено 658 новых скважин. Производство товарного газа, по предварительным итогам, возросло в 2008 г. на 1 % – до 11,2 млрд. м³. Объем проходки в поисковом и разведочном бурении в 2008 г. составил 58,7 тыс. м, что обеспечило прирост запасов нефти категории АВС₁ на 141 млн. т, а также 36 млрд. м³ газа и позволило полностью возместить добытые запасы.

Общие поставки нефтяного сырья компании, с учетом объемов, закупленных у третьих сторон, в 2008 г. составили 115,8 млн. т. Поставки нефти на НПЗ возросли до 49,3 млн. т, а на внутренний рынок – до 9,0 млн. т, в то время как экспорт нефти и газового конденсата сократился до 57,5 млн. т.

Объем нефтепереработки на НПЗ компании (с учетом мини-НПЗ) в 2008 г., по предварительным данным, составил 49,3 млн. т, что на 22,6 % превышает показатель 2007 г. Общий объем произведенных товарных нефтепродуктов увеличился на 23,6 % – до 47,2 млн. т; экспорт нефтепродуктов – на 38,9 %, до 26,4 млн. т. Среднее число действующих АЗС компании составило в 2008 г. 1 644 единицы по сравнению с 1 629 в 2007 г. Между тем повышение эффективности деятельности предприятий нефтепродуктообеспечения позволило увеличить объем розничных продаж на 70 % – до 4,9 млн. т.

Совет директоров также утвердил бизнес-план компании на 2009 г. Несмотря на то, что план сформирован в условиях неблагоприятной конъюнктуры на мировых финансовых и товарных рынках, в нем предусматривается дальнейший динамичный рост всех операционных показателей компании.

Так, добыча нефти и газового конденсата в 2009 г. будет увеличена, как предполагается, до 112,3 млн. т (на 2 %). Увеличение добычи будет обеспечено в основном дальнейшим наращиванием объемов бурения новых скважин – до 704 единиц, а также вводом в эксплуатацию Ванкорского нефтегазового месторождения. Производство товарного газа планируется увеличить на 5,8 % – до 11,9 млрд. м³ за счет завершения пуско-наладочных работ на газокompрессорной станции на Приобском месторождении «Юганскнефтегаза».

В 2009 г. с целью восполнения минерально-сырьевой базы компании предусматривается сохранение объемов геолого-разведочных работ на уровне 2008 г. Планируемый объем разведочного бурения составляет 56,3 тыс. м, предусматривается выполнение 9,1 тыс. км сейсморазведки 2D и 2,4 тыс. км² сейсморазведки 3D.

В 2009 г. на НПЗ компании планируется переработать 49,6 млн. т сырья, что на 0,7 % превышает ожидаемый уровень 2008 г.; производство нефтепродуктов возрастет на 0,5 % – до 47,4 млн. т. Бизнес-план 2009 г. предусматривает дальнейшую реализацию всех важнейших проектов компании в сегменте нефтепереработки. Так, будет продолжено строительство комплекса каталитического крекинга на Куйбышевском и Сызранском НПЗ (этап ПИР), строительство установок изомеризации на Сызранском НПЗ и Ангарской НХК, а также строительство установки замедленного коксования на Комсомольском НПЗ. Среднее число действующих АЗС составит в 2009 г. 1 698 единиц, что позволит нарастить розничные продажи до 5,4 млн. т.

Кроме того, на заседании 31 декабря 2008 г. Совет директоров рассмотрел комплекс мер по снижению операционных и управленческих затрат. Меры, одобренные Советом директоров, направлены на снижение влияния неблагоприятной конъюнктуры на мировых финансовых и товарных рынках на показатели деятельности «Роснефти». Их реализация позволит частично компенсировать влияние потенциального ухудшения внешней макроэкономической среды на финансовые результаты и высвободить дополнительные денежные средства для финансирования производственной программы и снижения долговой нагрузки. В результате программа бизнес-плана 2009 г. полностью обеспечивается собственными источниками финансирования и предусматривает генерацию свободного денежного потока в сценарных условиях цены на нефть марки Brent 50 долл. за баррель.

В связи с высоким уровнем макроэкономической волатильности Совет директоров принял решение проводить в течение 2009 г. регулярное рассмотрение выполнения показателей бизнес-плана компании.

Кроме того, на заседании 31 декабря была рассмотрена программа деятельности компании в Южном федеральном округе, утвержден проект Кодекса корпоративной этики и одобрен ряд сделок с заинтересованностью.

Первым вице-президентом «Роснефти» назначен Эдуард Худайнатов

Первым вице-президентом ОАО «НК «Роснефть» назначен Эдуард Худайнатов, ранее занимавший пост вице-президента компании.

Эдуард Юрьевич Худайнатов, 1960 г. рождения, окончил Московскую международную академию предпринимательства и Тюменский государственный университет. С 1993 г. – глава нефтяной компании «Эвихон» (Нефтеюганск), в 1995-1996 гг. возглавлял компанию «Юганскпромфинко». С 1996 г. Худайнатов работал в должностях заместителя главы администрации Нефтеюганска, первого заместителя главы Нефтеюганского района и главы администрации поселка Пойковский. С 2000 по 2003 г. – федеральный инспектор по Ненецкому автономному округу Аппарата полномочного представителя Президента РФ в Северо-Западном федеральном округе; а с 2003 г. – генеральный директор дочернего предприятия «Газпрома» - компании «Севернефтегазпром» в Тюменской области.

С сентября 2008 г. Э. Худайнатов занимал должность вице-президента ОАО «НК «Роснефть», курирующего вопросы капитального строительства.

По мнению руководства НК «Роснефть», опыт и управленческий потенциал Э. Худайнатова будут в существенной мере способствовать успешной реализации ключевых проектов компании, таких как освоение Ванкорского и Юрубченского месторождений в Восточной Сибири, строительство Приморского НПЗ на Дальнем Востоке и ряда других.

Бывший первый вице-президент «Роснефти» Сергей Кудряшов, курировавший производственный блок компании, в конце декабря 2008 г. был назначен заместителем министра энергетики Российской Федерации.

Управление информации ОАО «НК «Роснефть»



ОАО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

XXXV ЗАСЕДАНИЕ СОВЕТА СОВМЕСТНОГО РОССИЙСКО-ВЬЕТНАМСКОГО ПРЕДПРИЯТИЯ «ВЬЕТСОВПЕТРО»



10 декабря 2008 г. в г. Вунгтау (СРВ) состоялось XXXV заседание Совета СП «Вьетсовпетро».



Российскую сторону представляли:

Н.Г.Брунич – руководитель российской части Совета, генеральный директор ОАО «Зарубежнефть»;

С.Ю.Светлицкий – заместитель Министра энергетики РФ;

Ю.М.Медведев – заместитель руководителя Федерального агентства по управлению государственным имуществом;

В.С.Горшенев – первый заместитель генерального директора ОАО «Зарубежнефть»;

М.А.Соболев – первый заместитель генерального директора СП «Вьетсовпетро».

Вьетнамскую часть Совета представляли:

Чан Нгок Кань – руководитель вьетнамской части Совета, генеральный директор КНГ «Петровьетнам»;

Нго Ван Шанг – начальник управления экономических вопросов отраслей при Канцелярии Правительства СРВ;

Нгуен Куанг Зунг – начальник управления промышленности Министерства планирования и инвестиций СРВ;

Чан Хыу Тиен – начальник управления финансов предприятий Министерства финансов СРВ;

Чан Ле Донг – генеральный директор СП «Вьетсовпетро».

В качестве почетных гостей в работе Совета приняли участие:

От российской стороны:

В.В.Серафимов – Чрезвычайный и Полномочный Посол Российской Федерации в СРВ;

Н.Д.Убушиев – Генеральный консул Российской Федерации в г. Хошимине.

От вьетнамской стороны:

Хо Ван Ниен – заместитель Председателя Народного Комитета провинции Бариа-Вунгтау.

На заседании присутствовали также ведущие специалисты ОАО «Зарубежнефть», КНГ «Петровьетнам» и СП «Вьетсовпетро».

Председателем XXXV заседания Совета был избран руководитель российской части Совета, генеральный директор ОАО «Зарубежнефть» Н.Г.Брунич.

В начале своей работы участники Совета с удовлетворением отметили, что 27 октября 2008 г. в ходе визита в Россию Президента СРВ Нгуен Минь Чиета в присутствии Президентов двух стран было подписано Межправительственное соглашение, в котором изложены основные принципы двустороннего сотрудничества государств после 2010 г. на основе СП «Вьетсовпетро», а также договор о вхождении КНГ «Петровьетнам» в совместную компанию «РУСВЬЕТПЕТРО», действующую на территории России.

Далее были рассмотрены итоги производственно-хозяйственной деятельности СП «Вьетсовпетро» за 11 мес 2008 г. В частности, отмечалось, что добыча нефти на 1 декабря составила 7068,7 тыс. т (107,4 % к плану). Ожидаемая добыча за 2008 г. – 7700,0 тыс. т. С целью поддержания пластового давления в разрабатываемые пласты было закачено 13659,5 тыс. м³ воды (106,4 % к плану). Ожидаемая подача газа на берег за 2008 г. составит 1359 млн. м³.

На начало декабря с разведочной целью подрядным способом пробурено 10035 м при плане 8270 м. Эксплуатационное бурение велось на месторождениях Белый Тигр и Дракон. Пробурено 32168 м, в том числе 22264 м – собственными силами. Закончено строительством 10 добывающих скважин.

Продолжает расширяться зона деятельности СП «Вьетсовпетро». Ведется определенная работа по ряду блоков, расположенных на территории Вьетнама, а также по блокам Tanit и Guellala (Тунис) и M2 (Мьянма).

Члены Совета признали работу СП «Вьетсовпетро» удовлетворительной.

В ходе заседания были утверждены показатели производственной и финансовой деятельности СП «Вьетсовпетро» на 2009 г. Так, плановая добыча нефти должна составить к концу года 6200 тыс. т.

Участники Совета утвердили план по капитальному строительству и капитальному ремонту морских сооружений на 2009-2010 гг., а также программу работ по обеспечению промышленной и экологической безопасности на производственных объектах СП «Вьетсовпетро».

В целях сохранения и привлечения высококвалифицированных кадров и улучшения уровня жизни работников предприятия руководством СП «Вьетсовпетро» поручено в первом квартале 2009 г. представить на рассмотрение Совету обоснованные предложения по повышению должностных окладов сотрудников с применением принципов материального стимулирования, учитывающих их квалификацию, опыт и степень ответственности за выполняемую работу.

По завершении работы Совета Н.Г. Брунич и Чан Нгок Кань в торжественной обстановке подписали протокол заседания.

Обсуждая итоги встречи, руководители российской и вьетнамской частей Совета отметили ее высокую продуктивность, что, несомненно, приведет к более плодотворному дальнейшему сотрудничеству компаний, в том числе и на основе СК «Русвьетпетро».

Перед началом заседания Совета Чрезвычайный и Полномочный Посол РФ во Вьетнаме В.В.Серафимов, заместитель Министра энергетики РФ С.Ю. Светлицкий, топ-менеджеры ОАО «Зарубежнефть» во главе с генеральным директором Н.Г. Бруничем побывали на одном из производственных объектов СП «Вьетсовпетро» – ЦТП-2 (центральная технологическая платформа). Состоялась встреча с российскими специалистами, которые ознакомили гостей с производственными участками, рассказали о работе, поделились своими проблемами.

Одна из наиболее волнующих – проблема нехватки высококвалифицированных специалистов. Такая ситуация сложилась в связи с ранее предполагаемой возможностью прекращения действия СП «Вьетсовпетро» после 2010 г., когда был составлен график замены российских специалистов на вьетнамских, что и привело к определенному кадровому дисбалансу. В ходе обмена мнениями Н.Г. Брунич отметил, что с учетом подписанного Межправительственного соглашения о преобразовании СП «Вьетсовпетро» после 2010 г. кадровая политика будет корректироваться. Планируется серьезная работа по поиску и подбору российских специалистов с опытом работы в нефтедобывающих компаниях, а также будет вестись подготовка молодых кадров в профильных вузах страны. При этом он особо подчеркнул, что руководство компании будет уделять самое пристальное внимание повышению материального благосостояния работников «Вьетсовпетро».

Встречи на вьетнамской земле завершились посещением делегацией микрорайона Вунгтау, где проживают российские специалисты СП «Вьетсовпетро».



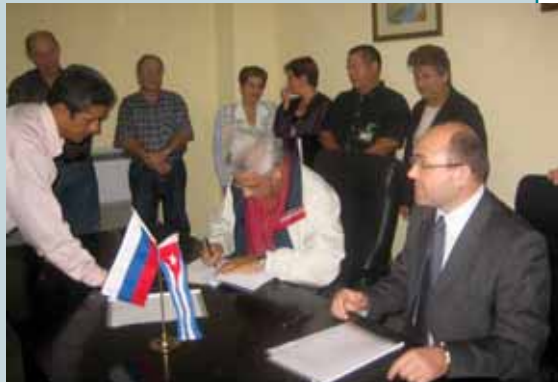
Подписан Меморандум о взаимопонимании между компаниями ОАО «Зарубежнефть» и «Кубапетролео»

С 8 по 16 декабря 2008 г. делегация ОАО «Зарубежнефть» совершила рабочую поездку на Кубу, где провела ряд деловых встреч с представителями государственной нефтегазовой компании «Кубапетролео».

В ходе переговоров обсуждались вопросы проведения геолого-разведочных работ на суше и шельфе, применения методов увеличения нефтеотдачи, поставок оборудования российского производства, обучения кубинских студентов, повышения квалификации специалистов нефтяной отрасли Кубы и открытия представительства «Зарубежнефти».

Стороны договорились, что ОАО «Зарубежнефть» в первом полугодии 2009 г. изучит материалы по лицензионным блокам и даст свои предложения по ведению геолого-разведочных работ; составит проект опытно-промышленных работ по применению современных методов увеличения нефтеотдачи на месторождении Бока де Харуко. После этого будут подписаны соответствующие контракты.

По итогам работы стороны подписали Меморандум о взаимопонимании между компаниями ОАО «Зарубежнефть» и «Кубапетролео».



Подписан договор о приобретении КНГ «Петровьетнам» 49%-ной доли в совместной компании «Русвьетпетро»

24 декабря 2008 г. в офисе «Зарубежнефти» состоялось подписание договора о приобретении КНГ «Петровьетнам» 49%-ной доли в совместной компании «Русвьетпетро». Документ подписали генеральный директор «Зарубежнефть» Н.Г. Брунич и генеральный директор КНГ «Петровьетнам» Чан Нгок Кань. От российской стороны в мероприятии приняли участие: заместитель Министра энергетики Российской Федерации С.Ю. Светлицкий, заместитель главы департамента стран Азиатско-Тихоокеанского региона МИД Российской Федерации А.Г. Ковтун, генеральный директор СК «Русвьетпетро» В.А. Клиничев, вице-президент ОАО «АК «Транснефть» М.В. Барков, от вьетнамской – начальник управления промышленности Министерства планирования и инвестиций СРВ Нгуен Куанг Зунг, Чрезвычайный и Полномочный Посол Социалистической Республики Вьетнам в Российской Федерации Буй Динь Зинь, а также топ-менеджеры и специалисты «Зарубежнефти», представители КНГ «Петровьетнам».

В ходе обмена мнениями Н.Г. Брунич и Чан Нгок Кань отметили, что это событие имеет большое значение для обеих стран, поскольку является практическим воплощением положений Совместной декларации Президентов России и Вьетнама от 2006 г. о развитии взаимодействия с вьетнамскими партнерами не только во Вьетнаме, но и в России и в третьих странах.

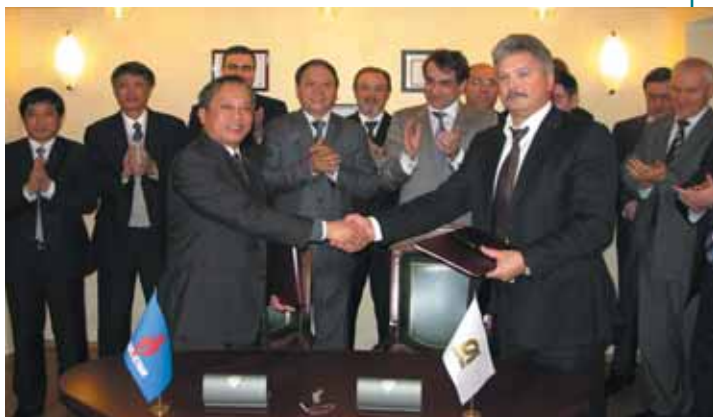
Было подчеркнуто, что за более чем 27-летнюю историю сотрудничества в области освоения

вьетнамского шельфа российские и вьетнамские нефтяники смогли добиться больших успехов, и теперь этот позитивный опыт будет использован в рамках новых проектов, первым из которых стал проект разработки блоков Центрально-Хорейверского поднятия (ЦХП) в Ненецком автономном округе. Таким образом, сотрудничество «Зарубежнефти» и «Петровьетнама» вышло на новый виток развития.

Стороны выразили надежду, что ничто не помешает уже к 2011 г. добыть на блоках ЦХП первую нефть.

Заместитель Министра энергетики РФ С.Ю. Светлицкий подчеркнул, что государство очень бережно относится к своим недрам и приглашает к участию в их разработке только проверенных временем и надежных партнеров российских компаний, каковым и является КНГ «Петровьетнам».

Мероприятие прошло в теплой, дружественной обстановке.



Для справки

7 мая 2008 г. ОАО «Зарубежнефть» выиграло в конкурсе на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья по четырем блокам ЦХП в Ненецком автономном округе. 7 июля 2008 г. было зарегистрировано ООО «Совместная Компания «Русвьетпетро», а 8 сентября на компанию были переоформлены лицензии ОАО «Зарубежнефть» на право пользования участками недр четырех блоков (№ 1, 2, 3 и 4) ЦХП.

В эти четыре блока входят 13 месторождений с запасами по категориям C_1 и C_2 95 млн.т. Первую нефть планируется добыть в 2011 г., а максимальный уровень добычи – 6,4 млн.т, как ожидается, будет достигнут в 2020 г.



Показатели работы ОАО «Татнефть» за декабрь и с начала года

По добыче нефти

В 2008 г. по России добыто 488 105 тыс. т нефти, или 99,3 % к добыче 2007 г. (-3,2 млн. т). Среди крупнейших нефтяных компаний положительное соотношение в «Роснефти» и «Татнефти».

В Республике Татарстан в 2008 г. добыто 32 265 044 т, или 101 % к 2007 г. Независимыми НК добыто 6 498 873 т нефти, что на 298 849 т больше, чем в 2007 г. (104,8 %).

В ОАО «Татнефть» в 2008 г. добыто 25 766 171 т нефти, что на 25 602 т больше, чем в 2007 г. (100,1 %). Сверх плана добыто 366 171 т (101,4 %). Лучшие показатели достигнуты в НГДУ «Елховнефть» (103,1 %), «Ямашнефть» (101,9 %), «Альметьевнефть» (101,7 %). Сдано 24 759 746 т нефти – по первой группе качества.

По бурению

Информация за 2008 г. по бурению предоставлена с учетом работы УК ООО «Татнефть-Бурение» за 1-й квартал и новой организации – ООО «УК «Татбурнефть» (с 1.04.2008 г.).

За 2008 г. пробурено всего 715 тыс. м: для ОАО «Татнефть» – 457 тыс. м, в том числе эксплуатационное бурение – 407 тыс. м, разведочное бурение – 50 тыс. м; для дочерних предприятий ОАО «Татнефть» – 33 тыс. м, в том числе эксплуатационное бурение – 20 тыс. м, разведочное бурение – 13 тыс. м; для СП и ННК – 225 тыс. м, в том числе эксплуатационное бурение – 181 тыс. м, разведочное бурение – 44 тыс. м.

Построено и сдано заказчикам 484 скважины, в том числе для ОАО «Татнефть» 300 скважин, из них эксплуатационных – 268, разведочных – 32; для дочерних предприятий ОАО «Татнефть» – 18 скважин, из них эксплуатационных – 13, разведочных – 5; для СП и ННК – 166 скважин, из них эксплуатационных – 139, разведочных – 27.

За 12 мес выполнен 101 % запланированного объема буровых работ на 2008 г.

Буровые работы по традиционному бурению скважин осуществлялись 47 буровыми бригадами. Кроме того, одна буровая бригада проводила работы по строительству депрессионных скважин для НГДУ «Бавлынефть». Из общего числа буровых бригад одна в соответствии с программой РТ по созданию подземного газового хранилища осуществляла бурение пяти разведочных скважин для ОАО «Подзембургаз». На территории Самарской области работали шесть буровых бригад. Пробурены две разведочные скважины в Оренбургской области для ЗАО «Татнефть-Северный». В горизонтальных и многозабойных скважинах разбурено 90,2 тыс. м горных пород. С начала года за пределами РТ разбурено 44 тыс. м горных пород.

Проходка на буровую бригаду за 12 мес составила 15 292 м.

По ремонту скважин и МУН

В декабре текущий ремонт проведен в 894 скважинах, с начала года – в 9 767.

На лицензионных участках за пределами Республики Татарстан отремонтировано 42 скважины.

За 2008 г. выполнен капитальный ремонт 2 689 скважин (в декабре – 258), в том числе герметизация эксплуатационных колонн – в 405, отключение отдельных пластов и переход на другие горизонты – в 329, перевод скважин в другие категории и освоение под закачку – 148, ликвидация аварий и очистка эксплуатационной колонны и забоя – в 350, физликвидация и реликвидация – 72 скважины.

При помощи установок с гибкой трубой проведено 710 ремонтов (в декабре – 78), из них по межтрубному пространству – 177 (в декабре – 37).

В 128 скважинах (в декабре – в 16) осуществлен гидроразрыв пласта. Дополнительная добыча нефти составила 2 426 тыс. т.

За 2008 г. для ОАО «Татнефть» пробурены и освоены 22 скважины малого диаметра: 14 скважин в НГДУ «Альметьевнефть», 6 – в НГДУ «Прикамнефть» и 2 – в НГДУ «Джалильнефть».

В 2 222 скважинах (в декабре – в 176) проведены работы по повышению нефтеотдачи пластов, в том числе химическими методами обработано 1 328 скважин (в декабре – 107).

Дополнительная добыча нефти от применения МУН за 2008 г. составила 5 173 тыс. т, в том числе за счет химических методов – 2 471 тыс. т.

ООО «Татнефть-ХимСервис» выполнено 2 643 операций по приготовлению и доставке кислотных композиций.

За 2008 г. ООО «Татнефть-ХимСервис» произведено 33 тыс. 855 т химической продукции на сумму 719 млн. руб.

Алгоритм расчета минимально достаточной численности полевых супервайзеров по ремонту скважин

Э.А. Ахмадуллин
(ТНК-ВР)

Российский рынок нефтепромыслового сервиса в настоящее время оценивается в несколько миллиардов долларов [1], а его развитие позволяет прогнозировать неуклонный рост в следующем десятилетии. Это свидетельствует о важности эффективного управления сервисным производством для нефтяных компаний и в первую очередь для тех, кто выделил непрофильные сервисные активы в самостоятельный бизнес.

Функция управления сервисным производством в нефтяных компаниях осуществляется службами супервайзинга и непосредственно полевыми супервайзерами – полномочными представителями заказчика на месте проведения работ. Главными задачами службы являются обеспечение эффективности сервисных услуг, производственной безопасности, контроль соблюдения условий контрактов, управление затратами и производительным временем.

В бурении полевой супервайзер, как правило, присутствует в каждой буровой бригаде. При ремонте скважин обеспечить присутствие супервайзера в каждой бригаде невозможно, поскольку объемы ремонтных работ в нефтегазовых скважинах значительно превышают объемы бурения. Так, за 2007 г., по данным ГП «ЦДУ ТЭК», в целом по отечественному нефтедобывающему комплексу объемы эксплуатационного и разведочного бурения составили 5013 скважин, а объемы ремонтных работ – 146777 скважин. Исходя из этого, в области ремонта скважин возникает необходимость оценки потребности предприятия в минимально достаточных людских ресурсах службы супервайзинга с целью эффективного управления сервисным производством.

Первые попытки выполнить такие оценки в области ремонта скважин были сделаны по аналогии с бурением. Число полевых супервайзеров «привязывалось» к числу бригад и рассчитывалось на основе эмпирического коэффициента, отражающего оптимальное число бригад на одного супервайзера. Как правило, оптимальным считается 3 – 7 бригад на одного полевого супервайзера. При этом по экспертным оценкам в Западной Сибири и Урало-Поволжье данное отношение фактически варьирует в очень широком диапазоне (от 3 до 22 бригад и более на одного супервайзера).

Преимуществом оценки необходимого числа супервайзеров на основе оптимального числа бригад на одного супервайзера, безусловно, является простота. Однако она же является и главным недостатком, поскольку такой подход не достаточно гибок по отношению к различным номенклатуре ремонтов и объемам работ. Так, если у одного добывающего предприятия преобладают сложные и длительные капитальные ремонты скважин (КРС), а у другого – непродолжительные с невысоким

Workover oilfield supervisor's minimal and sufficient number estimation algorithm

E.A. Akhmadullin (TNK-BP)

The present paper describes the calculation algorithm of the required number of workover supervisors for certain performance unit. The algorithm takes into consideration not only technology supervising duration, scope of wellwork, and their nomenclature, but also supervisor effective working time fund. As a result, the algorithm guarantees the enough objectivity and accuracy of calculation.

коэффициентом сложности, то расчетное число супервайзеров будет одинаково в обоих случаях при одинаковом числе бригад. При этом, если у первого предприятия будет наблюдаться фактическая нехватка полевых супервайзеров, то у второго – их избыток.

Чтобы избежать указанного недостатка, в данной статье предлагается альтернативный подход к расчету минимально достаточного числа супервайзеров на основе отношения

$$S = \frac{T_c}{\mathcal{E}_\Phi}, \quad (1)$$

где S – минимально достаточное число полевых супервайзеров; T_c – время супервайзинга ремонтных работ в скважинах за рассматриваемый период времени, затрачиваемое полевым супервайзером на месте проведения работ на контроль производственного процесса, ч; \mathcal{E}_Φ – эффективный фонд рабочего времени одного супервайзера за тот же период времени, ч.

Для иллюстрации дальнейших расчетов выберем в качестве рассматриваемого периода календарный год и определим время супервайзинга ремонтных работ в скважинах T_c . Для этого на основе «Классификатора ремонтных работ в скважинах» [2] выделим представительные группы, соответствующие основным шифрам классификатора ремонтных работ (например, ремонтно-изоляционные работы – для шифра КР1; устранение негерметичности обсадной колонны – для шифра КР2; устранение аварий – для шифра КР3 и др.). Для каждой представительной группы ремонтных работ рассчитаем время супервайзинга основных технологических операций. В качестве примера ниже приведены усредненные затраты времени, необходимые супервайзеру для контроля выполнения типовых ремонтно-изоляционных работ (первая представительная группа – шифр КР1 согласно РД 153-39.0-088-01 [2]) на месторождениях Западной Сибири.

Глушение скважины, включая
подготовительно-заключительные работы, ч.....2
Монтаж и опрессовка противовибросового
оборудования, ч1
Комиссия по запуску ремонтной бригады, ч2
Проработка эксплуатационной колонны, ч.....6
Промывка скважины, ч.....2
Монтаж, спуск, посадка пакера; опрессовка колонны;
определение приемистости, ч12
Монтаж, спуск, посадка пакера;
закачка цементного раствора; срыв пакера, промывка, ч8
Определение нахождения цементного моста, ч0,5
Опрессовка цементного моста, ч1
Разбуривание цементного моста, ч.....6
Промывка до выхода чистого раствора, ч.....2
Опрессовка цементного моста, ч1
Монтаж погружного оборудования, ч.....4
Спуск погружного оборудования;
опрессовка лифта НКТ, ч.....20
Контроль требований производственной безопасности;
контроль состояния оборудования и инструмента, ч.....6
Суммарное время супервайзинга основных
технологических операций, ч.....73,5

Данные имеют иллюстративный характер. В каждом конкретном случае в зависимости от геолого-технических условий и применяемых технологий ремонта затраты времени могут отличаться от указанных.

Аналогично необходимо определить время супервайзинга основных технологических операций при проведении других представительных групп ремонтных работ, выделенных в соответствии с РД 153-39.0-088-01 [2].

На основе годовых прогнозных объемов ремонтных работ для каждой представительной группы рассчитаем годовое время супервайзинга всех ремонтов по формуле

$$T_c = \sum_{i=1}^k T_{ci} n_i, \quad (2)$$

где T_{ci} – время супервайзинга одного ремонта i -й представительной группы (по ремонтно-изоляционным работам $T_{ci} = 73,5$ ч), i – индекс одной из представительных групп ремонтных работ, выделенных согласно РД 153-39.0-088-01 [2] (для ремонтно-изоляционных работ $i=1$); n_i – годовые прогнозные объемы ремонтных работ для i -й представительной группы.

Затем определим эффективный фонд рабочего времени одного супервайзера, используя следующие исходные данные: нормативный годовой фонд рабочего времени одного супервайзера [3] Φ_n (ч); число календарных дней в году [3] D_k (сут); число рабочих дней в году D_p [3]; плановый ежегодный отпуск одного супервайзера H_o (сут); больничные одного супервайзера за год H_b (сут); плановое обучение одного супервайзера за год H_y (сут); скорость движения автомобиля между кустами v (км/ч); среднее расстояние между бригадами h , км; число среднедействующих по году бригад, приходящихся на одного супервайзера N . Показатели $\Phi_n - D_p$ – указываются в ежегодных производственных календарях; $H_o - N$ берутся на основе среднестатистических данных по предприятию.

Рассчитаем нормативный эффективный годовой фонд рабочего времени одного супервайзера в часах с учетом времени на ежегодный отпуск, больничные и плановое обучение

$$\Phi_3 = \Phi_n - 8 \frac{D_p (H_o + H_b + H_y)}{D_k}. \quad (3)$$

Полевой супервайзер не может использовать весь нормативный эффективный годовой фонд рабочего времени на контроль производственного процесса, поскольку в этот фонд входит время, затрачиваемое супервайзером на передвижения из одной бригады в другую. Чтобы учесть данный факт, вычислим на основе нормативного эффективного годового фонда рабочего времени одного супервайзера, определенного по формуле (3), годовое число 12-ч вахт

$$N_{вахт} = \frac{\Phi_3}{12}. \quad (4)$$

По известным годовому числу 12-ч вахт, среднему расстоянию между бригадами и скорости движения автомобиля между кустами находим эффективный годовой фонд рабочего времени одного супервайзера без учета затрат времени на передвижение в часах

$$\mathcal{E}_\Phi = \Phi_3 - N_{вахт} \frac{Nh}{v}. \quad (5)$$

Подставляя в формулу (1) время супервайзинга ремонтных работ T_c , найденное по формуле (2), и значение эффективного фонда рабочего времени одного супервайзера \mathcal{E}_Φ , рассчитанное по формуле (5), получаем минимально достаточную численность полевых супервайзеров по ремонту скважин.

Приведенные расчеты могут быть автоматизированы и реализованы посредством электронных таблиц Microsoft Excel.

Выводы

1. Расчеты минимально достаточной численности супервайзеров по рассмотренному алгоритму гарантируют получение объективной оценки потребности предприятия в полевых супервайзерах по ремонту скважин, поскольку учитываются время супервайзинга технологических операций, объем ремонтных работ, их номенклатура, а также эффективный фонд рабочего времени супервайзера за рассматриваемый период.

2. Из современных тенденций развития отечественного рынка нефтепромыслового сервиса следует, что методики расчета минимально достаточной численности супервайзеров по ремонту скважин, аналогичные изложенной в данной статье, в ближайшее время будут актуальны в нефтегазодобывающем комплексе России.

Список литературы

1. P. D. Szymczak. Weatherford's Man in Russia Shoots for a «Hole in One»/Oil&Gas Eurasia. – 2007. – October. – P. 26-33.
2. РД 153-39.0-088-01. Классификатор ремонтных работ в скважинах. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 22 с.
3. Производственный календарь на 2008 год//Электронная база данных документов «Консультант Плюс», версия 3000.03.36 (с). – 1992 – 2008. – Раздел: законодательство.

Модель сейсмогеологического строения ачимовской толщи Верхнеколик-Еганского месторождения

Т.М. Малышева, М.Ф. Комарова, А.О. Гордеев (ООО «ТННЦ»)

Seismic model of Achimov Fm., Verkhnekolik-Yoganskoye field

T.M. Malysheva, M.F. Komarova, A.O. Gordeev (TNNC LLC)

An integrated Achimov complex clinoform model has been built. Better reservoir quality zones have been identified in fondoform part of the Neocomian clinoform complex in Verkhnekolik-Yoganskoye Field.

На Верхнеколик-Еганском месторождении с 1997 г. основным объектом разработки были юрские отложения, с 2001 г. все усилия направлены на изучение ачимовских отложений неокомского нефтегазоносного комплекса. Неантиклинальные ловушки в последнем связаны с песчаными резервуарами, сформировавшимися в различных палеогеографических и палеогеоморфологических условиях. Наибольший интерес представляют литологические ловушки, запечатанные глинами со всех сторон, а положение водонефтяного (ВНК) и газоводяного (ГВК) контактов практически не контролируется структурным планом. Очень часто в таких залежах пласт-коллектор не содержит подошвенной воды, т.е. полностью заполнен нефтью или газом.

Сложность строения ачимовской толщи является основной причиной различных точек зрения на условия ее формирования, создания различных моделей строения неокомских отложений, карт прогноза нефтегазоносности толщи, технологических схем разработки. Существующее в настоящее время представление о строении ачимовских отложений Верхнеколик-Еганского месторождения характеризуются слабой сейсмогеологической проработкой моделей, выполненных в основном в рамках стандартного отчета по подсчету запасов. Устранение этих недоработок являлось одной из приоритетных задач. Объемная сейсморазведка на месторождении проводилась только в 2006 г., когда была достигнута высокая плотность поисково-разведочного и эксплуатационного бурения, были выявлены достаточно большие запасы нефти и газа. Поэтому в настоящее время актуальным является определение строения шельфовых пластов, разработка которых позволит поддерживать добычу углеводородов.

Исходя из поставленных целей, решались следующие задачи:

- анализ результатов геологических и геофизических методов прогноза коллекторов в ачимовских отложениях и эффективности их применения;
- выявление различных морфологических типов песчаных тел, определение специфики их внутреннего строения и характера распространения коллекторов по разрезу и площади.

В настоящее время на всей территории Западной Сибири наиболее признанная модель предложена А.Л. Наумовым во второй половине 70-х годов двадцатого столетия. Согласно данной модели песчанолитовые пласты ачимовской толщи сформированы отложениями, накопившимися у подножия склонов шельфовых террас в результате ритмично-поступательного с востока на запад заполнения терригенным материалом относительно глубоководного палеобассейна. Объемный сейсмофациальный и атрибутный анализ отраженных волн дал возможность определить положение в пространстве границы кромки шельфа, траекторию эрозионного канала в районе скв. 209Р (рис. 1), по которому происходил снос песчаного материала к подножию склона в конусы выноса, и их форму. На временных разрезах выделены части клиноформных циклитов БВ₁₉ – БВ₁₅¹.

Результаты такого прогнозирования основаны на анализе материалов 3D сейсморазведки площадью более 298 км² и промыслово-геофизических исследований 510 скважин эксплуатационного и поисково-разведочного бурения. Эти материалы и составили основу структурных построений.

Представление об условиях их формирования дает карта временных толщин интервала Б – НВВ₁₁ (рис. 2). Из рис. 2 видно, что на момент формирования ачимовских пластов на западе площади существовал палеовыступ, вытянутый в виде гряды в северо-восточном направлении, который послужил препятствием для продвижения терригенных осадков в основании ачимовской толщи. На карту Δt вынесены суммарные эффективные толщины ачимовских коллекторов. Наблюдается прямая связь этих параметров. Скважины, в которых увеличено число проницаемых пород, попадают в зоны повышенных временных толщин.

Распространение песчаных пластов-коллекторов по площади контролировалось как положением и толщиной источников сноса, так и геоморфологическими элементами формировавшегося уступа. Основные песчаные тела формировались в виде полос на субгоризонтальной части уступа, примыкающих к склоновым участкам. В сторону глубокого моря идет глинизация, поскольку растекавшийся поток быстро терял энергию. В основании ачимовской толщи залегают пласты АчБВ₁₉, АчБВ₁₈, АчБВ₁₇, которые приурочены в фондоформной части неокомского клиноформного комплекса.

На картах временных толщин между отражающимися горизонтами (ОГ) Б и НАчБВ₁₉, Б и НАчБВ₁₈ отражается палеогеоморфология бассейна на момент формирования пластов АчБВ₁₉, АчБВ₁₈ (рис. 3). Временные толщины между ОГ Б и НАчБВ₁₉ изменяются от 28 мс (на востоке) до 10 мс (на западе), а между ОГ Б и НАчБВ₁₈ – от 60 мс (на востоке) до 2 мс (на западе), где происходит подошвенное прилегание на ОГ Б.

Формирование фондоформной части ачимовской толщи происходило в условиях активной проградации склоновых отложений. По данным бурения в скв. 82Р, 71Р, 210Р, 235Р, 65Р пласт АчБВ₁₉ заглинизирован, а в пласте АчБВ₁₈ имеется песчаник с хорошими коллекторскими свойствами. На картах в цветокодированной гамме видны характерные конфигурации, свидетельствующие о существовании в пределах площади исследования зон транзита или каналов стока. Область сноса находилась преимущественно на востоке и юго-востоке. Когда на пути

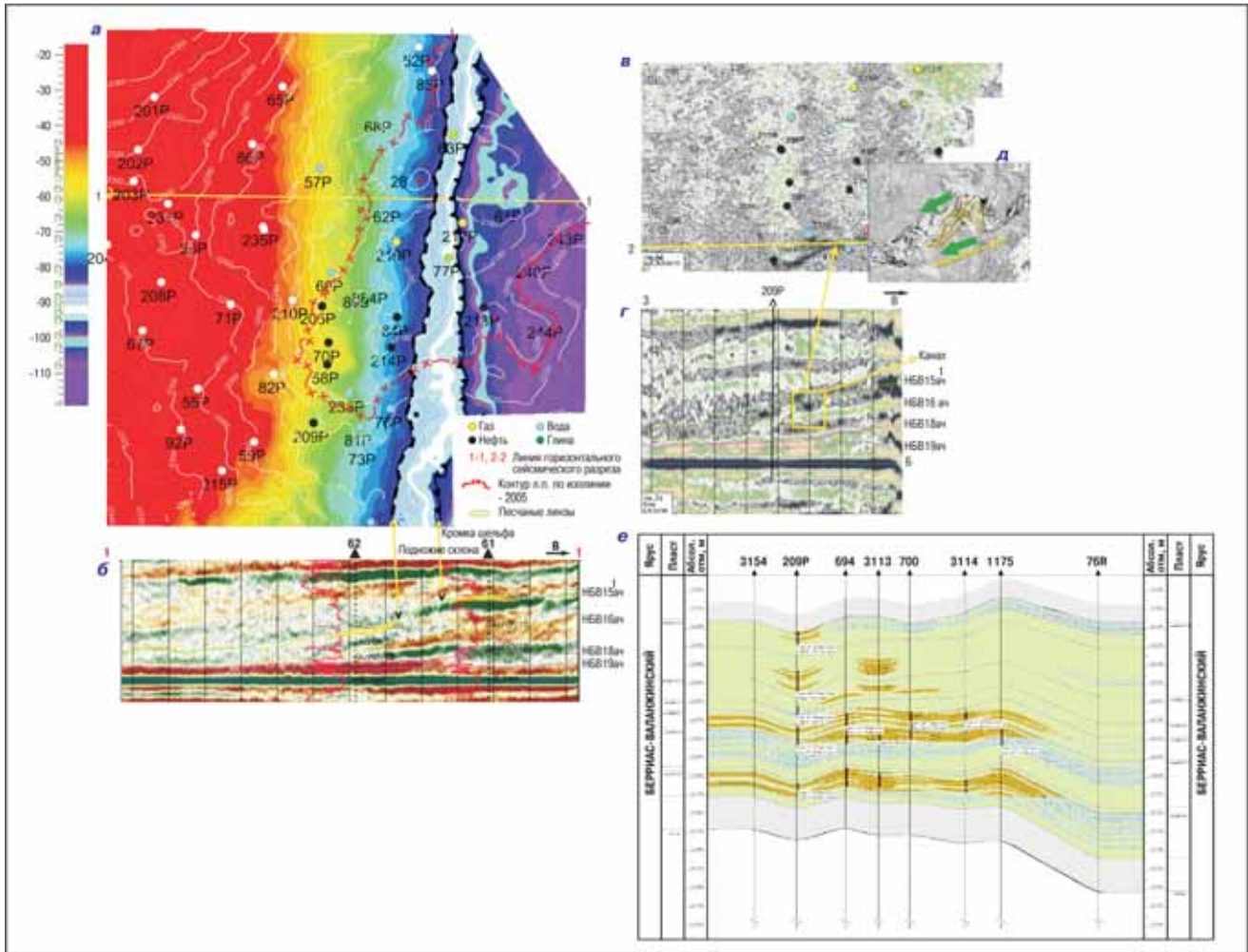


Рис. 1. Палеосейсмостратиграфический анализ на примере пласта АчБВ₁₅¹: а – сопоставление цветокодированной карты временных толщин интервала Б - АчБВ₁₅¹ со структурным планом ОГ АчБВ₁₅¹ (кровля пласта АчБВ₁₅¹); б – линия горизонтального сейсмического разреза, выровненного на ОГ Б; в – горизонтальный срез, выровненный на ОГ АчБВ₁₅¹ (+4 мс); г – выделение канала на линии горизонтального среза; д – пример «латерального наноса» зигзагообразной петли; е – геологический профиль по линии горизонтального среза

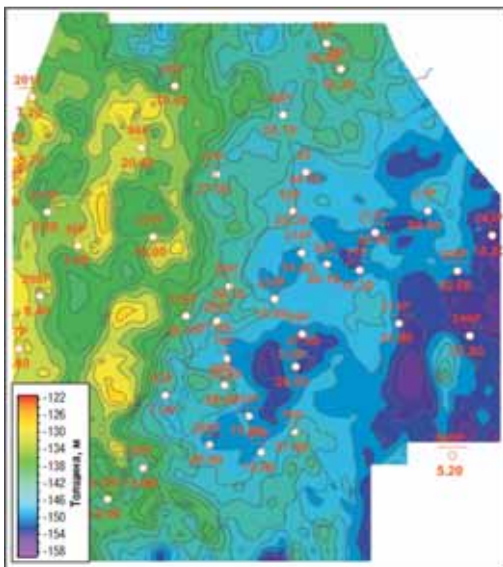


Рис. 2. Сопоставление карты временных толщин Δt между ОГ Б и ОГ НБВ₁₁ с суммарными значениями эффективных толщин ачимовских коллекторов

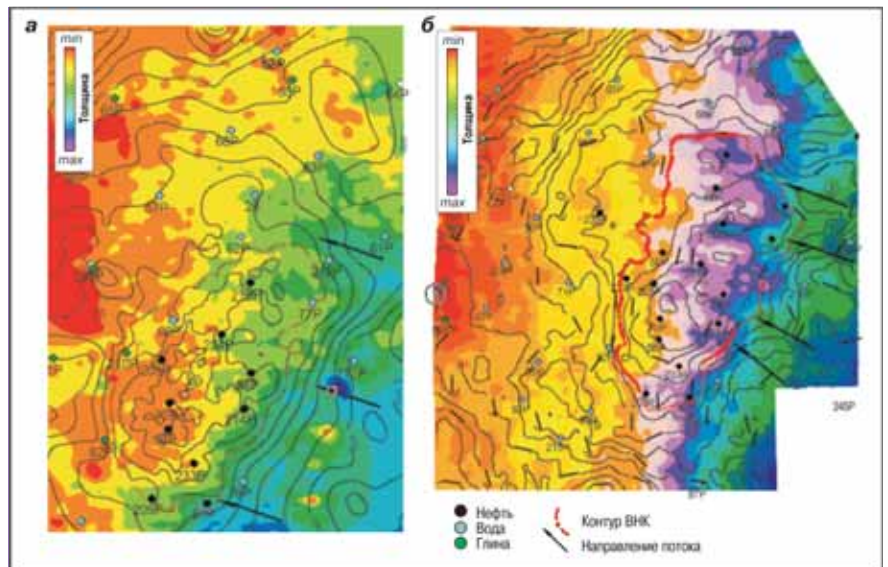


Рис. 3. Сопоставление цветокодированной карты временных толщин: а – между ОГ Б и НБАЧВ₁₉ и структурной поверхностью по ОГ АчБВ₁₉ (кровля пласта АчБВ₁₉); б – между ОГ Б и АчБВ₁₈ и структурной поверхностью по ОГ АчБВ₁₈ (кровля пласта АчБВ₁₈)

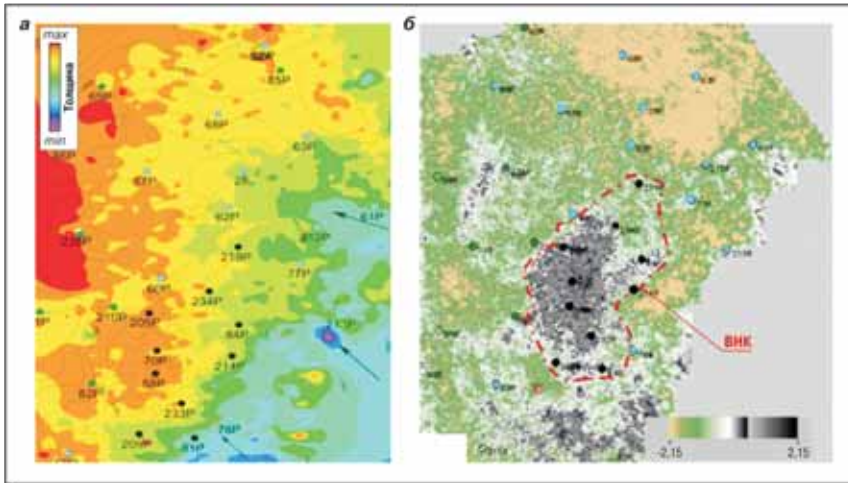


Рис. 4. Карта временных толщин между ОГ Б и АчБВ₁₉ (а) и горизонтальный срез, выровненный на ОГ Б (-6 мс) (б)

поток встречались барьеры и препятствия вроде выступов на палеорельефе, энергия потока снижалась и выпадала наиболее крупнозернистая составляющая. Направление течений смещалось в сторону обтекания препятствия, совпадая с направлением вдольсклоновых течений.

Именно интенсивное воздействие на сносимый материал вдольсклоновых течений формировало субмеридионально вытянутые ачимовские песчаные линзы с улучшенной сортировкой зернового материала. На приведенной на рис. 4 карте временных толщин нанесен контур ВНК. Наблюдается достаточно полное совпадение положительной амплитуды, выделенной на срезе, с контуром ВНК.

При изучении ачимовских отложений определенную сложность представляют литологическая неоднородность, тонкое переслаивание

песчаных и глинистых прослоев, высокая глинистость коллекторов. Площадной анализ изменения общих толщин по скважинным данным показал их относительное снижение в направлении с востока на запад. В восточном направлении песчаные линзы выклиниваются вверх по склону, в юго-западном – из-за удаленности источников сноса и дефицита терригенного материала происходит постепенное замещение ачимовских пластов глинистыми аналогами. Корреляция разрезов скважин в зоне уменьшенных толщин в значительной степени субъективна (рис. 5).

С целью определения механизма формирования залежей нефти и влияния их на геометрию были проанализированы данные поисково-разведочного бурения на начальной стадии эксплуатации залежей. В результате выявлены основные проблемы, которые в разной степени разрешены в процессе моделирования. К таким проблемам при выяснении особенностей геологического строения и насыщения пород флюидами можно отнести аномальное распределение пластовых флюидов. Кроме того, нередко водонасыщенные коллекторы залегают гипсометрически выше нефтенасыщенных.

Наличие мощной глинистой покрывки, перекрывающей ачимовскую толщу, линзовидное строение ачимовского резервуара, недоказанность гидродинамической связи с шельфовыми пластами определяют индивидуальный характер нефтегазоносности этих отложений. В первом случае формировались залежи, имеющие промышленное значение (пласты АчБВ₁₉₋₁₆), во втором – залежи являются второстепенными и малозначимыми (пласты АчБВ₁₅¹⁻²). Однако проводимые на месторождении мероприятия по доперфорации, на первый взгляд, маломощных и слабопроницаемых коллекторов пластов АчБВ₁₅¹ и

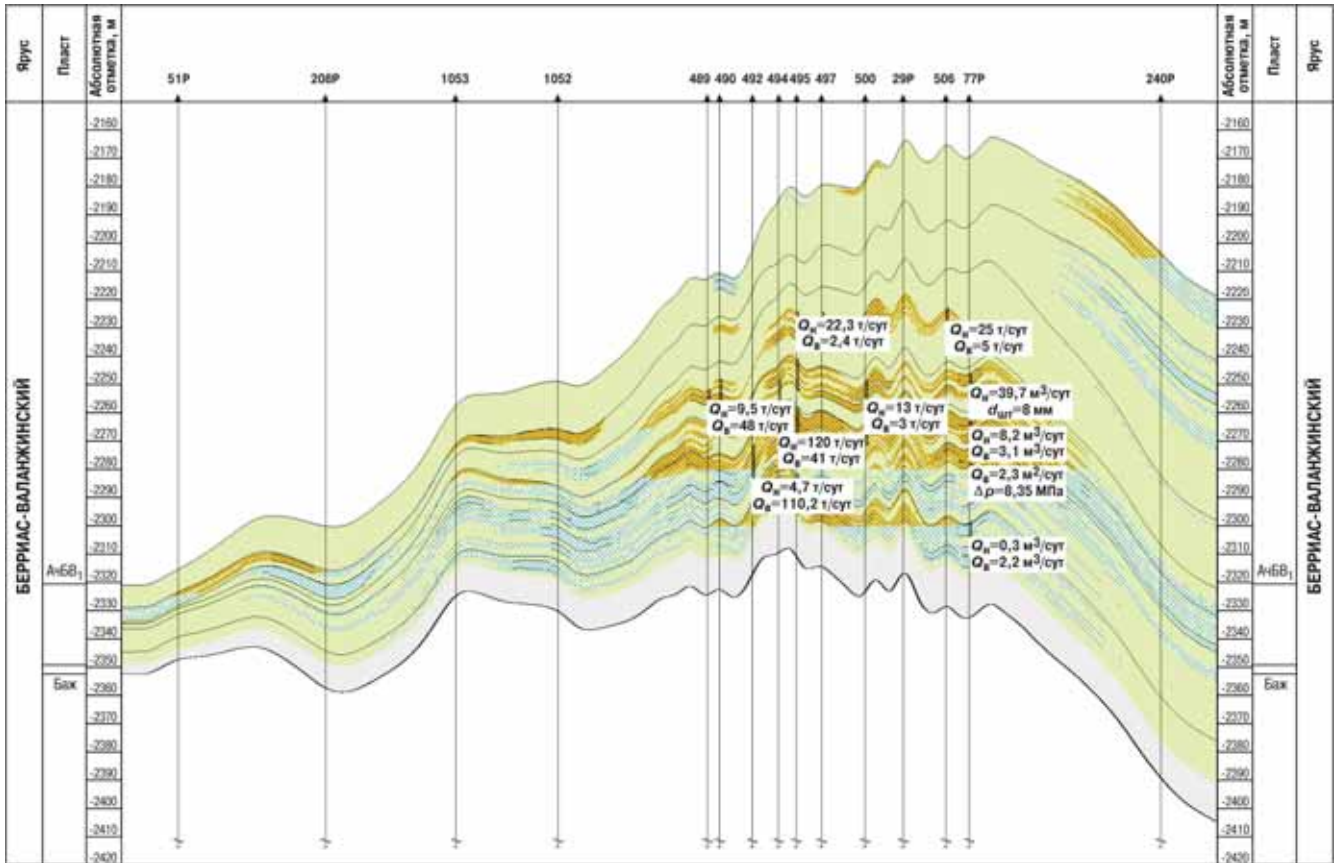


Рис. 5. Геологический разрез по линии скв. 51P-208P-1053-1052-489-490-492-494-495-497-500-29P-506-77P-240P

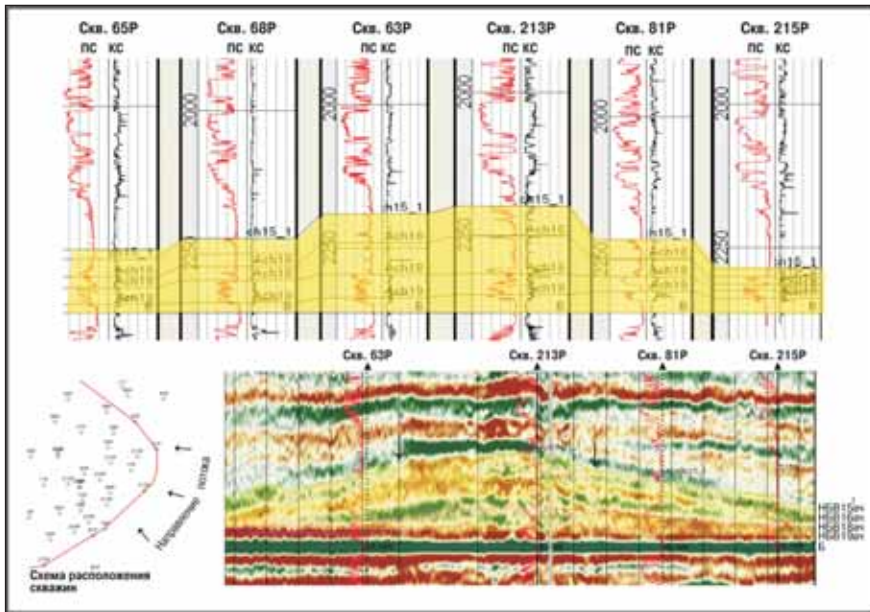


Рис. 6. Изображение депоцентральной части конуса выноса ачимовских отложений

АчБВ₁₅² свидетельствуют об их высоком потенциале. Особенно это актуально, когда коллекторы пластов промышленного значения выработаны или заводнены. Так, имеется ряд примеров, когда в скважинах с высокой степенью выработки нижних ачимовских пластов в результате доперфорации пласта АчБВ₁₅¹ в сочетании с гидроразрывом пласта (ГРП) приросты дебитов жидкости составили около 50-150 т/сут; прирост дебита нефти варьирует от 10 до 30-35 т/сут. При этом фактором, определяющим продолжительность эффекта из-за геологических особенностей, остается организация системы поддержания пластового давления, как и для всех остальных пластов ачимовского объекта.

По пласту АчБВ₁₅¹ затруднительным оказалось выделение зон глинизации. Рассматриваемый объект характеризуется сложным геологическим строением, включая литолого-фациальные особенности. Пласт заглинизирован на более высоком гипсометрическом уровне. По волновой картине выделены ундаформная, склоновая и фондоформная части анализируемого клиноформного циклита, нанесены кромка «глубоководного» шельфа и подножие склона.

Наиболее информативная карта временных толщин между ОГ Б и НАчБВ₁₅¹ позволила уточнить зоны глинизации (см. рис. 1, а). Скважины, пробуренные в области кромки шельфа в склоновой части клиноформы, преимущественно заглинизованные. Из рис. 1, в хорошо просматриваются области с разными амплитудными уровнями. Повидимому, формирование пласта происходило в несколько циклов с образованием свалов, каждый из которых перекрывался глинистым прослоем.

На протяжении достаточно долгого времени формировалось мнение о крайне низких коллекторских свойствах ачимовских песчаных тел. Действительно, на этапе поисково-разведочного бурения из залежей ачимовской толщи получали либо непромышленные притоки нефти, либо дебиты нефти, граничащие с промышленными. Однако весьма высокие дебиты нефти (39,7-53,3 м³/сут через 6-мм и 8-мм штуцеры) были получены и без проведения дополнительных мероприятий по интенсификации. На рис. 1, а хорошо просматривается канал, по которому шла транспортировка терригенного материала. В скв. 209Р при опробовании пласта АчБВ₁₅² получен фонтанирующий приток дебитом 48 м³/сут. Следовательно, в ачимовских пластах, как и в любых других, формировались коллекторы как с хорошими, так и с плохими фильтрационно-емкостными свойствами.

При достаточно плотной разбуренности ачимовской толщи восточная часть месторождения осталась слабо изученной бурением, и оценить степень нефтегазоносности по площади достоверно невозможно.

Тем не менее в единичных скважинах была определена продуктивность. По результатам проведенных гидродинамических исследований коэффициент продуктивности в шельфовой части значительно выше, что свидетельствует о перспективности данного участка для эксплуатационного бурения. На рис. 6 представлен композиционный сейсмический разрез по линии скважин, где выделяется зона максимальных временных толщин, что позволяет предположить развитие обширного конуса выноса.

Сейсморазведка МОГТ характеризуется низкой разрешающей способностью по вертикали по сравнению с буровыми работами, но обладает более значительной горизонтальной разрешающей способностью. При комплексной интерпретации использование сейсмических данных сводится к прогнозированию на основании функциональных или корреляционных зависимостей.

Таким образом, полученное представление о геологическом строении ачимовских пластов Верхнеколик-Еганского месторождения свидетельствует о перспективности их разработки.

Однако процесс нефтеизвлечения из таких коллекторов связан с множеством технических и технологических трудностей. Определяющей технологией разработки ачимовского объекта, безусловно, является ГРП. Именно развитие технологии проведения ГРП позволило ввести в разработку пласты со столь сложнопостроенными и низкопроницаемыми коллекторами. В настоящее время за семилетний период разработки ачимовского объекта извлечено 17 % начальных геологических запасов нефти, что обеспечило 16,5 % общей добычи по месторождению.

Выводы

1. Разработанный постоянно действующий сейсмогеологический проект не только позволяет решать поставленные задачи, но и в дальнейшем может активно использоваться для мониторинга эксплуатации объекта.
2. Впервые построена единая клиноформная трехмерная модель неокомских отложений Верхнеколик-Еганского месторождения, а также выявлены закономерности распространения коллекторских свойств ачимовских отложений по разрезу и площади.

Авторы выражают благодарность главному геологу А.А. Луценко, директору департамента ГРП Н.Б. Пашаеву и всем специалистам ОАО «Варьеганнефтегаз» за плодотворную работу и содействие в проведении исследований.

Список литературы

1. Сейсмическая стратиграфия / Р.Е. Шериф и др. – М.: Мир, 1982.
2. Нежданов А.А. Геолого-геофизический анализ строения нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. докт. г.-м. наук. – Тюмень, 2004.
3. Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Моделирование и прогноз зон формирования коллекторов. – М.: Недра, Санкт-Петербург, 2002.
4. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири / О.М. Мкртчян, Л.Л. Трусов, Н.М. Белкин, В.А. Дегтев. – М.: Наука, 1987.
5. Сейсмогеологическое изучение клиноформных отложений Среднего Приобья / О.М. Мкртчян, И.Л. Гренева, В.П. Игошкин и др. – М.: Наука, 1990.
6. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов Верхнеколик-Еганского месторождения по состоянию на 1.01.1999 г. – М.: ООО «ВНИГНИ-2».
7. Дополнительные материалы к подсчету запасов нефти, газа, конденсата и сопутствующих компонентов Верхнеколик-Еганского месторождения по состоянию на 1.01.2004 г. – М.: ООО «Гео Дэйта Консалтинг».

Петрофизическая модель коллекторов тюменской свиты Усть-Тегусского месторождения

А.М. Фадеев, К.В. Зверев, В.В. Федорцов
(ООО «ТННЦ»)

Petrophysical model of Tyumen Fm. reservoirs, Ust-Tegusskoye field

A.M. Fadeev, K.V. Zverev, V.V. Fedortsov (TNNC LLC)

Rock-typing for Tyumen Fm. of Ust-Tegusskoye field is based on flow units and the Winland method. Shows that the best rock-typing can be achieved by the Winland method. With using the Winland plot a petrophysical model of Tyumen Fm. reservoirs has been generated.

Relates each rock type with petrophysical and lithologic properties. Marks that the resulted rock-typing can be used for determining well logs versus core relationship.

$K_{в.о}$ зависит от уровня зеркала воды (нулевого капиллярного давления). ФЕС были исследованы на 1737 образцах 17 скважин Усть-Тегусского месторождения. Литологические исследования (описание шлифов, определение гранулометрического, минерального составов глинистого и карбонатного цемента) также проведены в достаточно большом объеме. Коллекторские и литологические свойства для каждого объекта приведены в табл. 1, из которой следует, что коллекторы тюменской свиты характеризуются как сильно неоднородные. Пористость пород изменяется от 2,6 до 26 %, проницаемость – от 0,002 до 1,527 мкм². Это обусловлено разнообразием геологических факторов. Коллекторские свойства продуктивных пород пластов Ю₂₋₅ определяются суммарным действием межзерновой пористости (условиями формирования пород) и вторичной пористости (диагенетическими изменениями: растворением силикатных зерен, развитием аутигенных глинистых минералов и карбонатов) независимо от их фациальной приуроченности. Кроме того, продуктивные пласты характеризуются значительным изменением степени их цементации. Одни песчаники оказываются крайне хрупкими и слабо цементированными с высокими коллекторскими свойствами, другие – очень плотными, крепко цементированными с низкими ФЕС. Слабощементированные породы в большинстве случаев имеют признаки наиболее сильных диагенетических преобразований, особенно терригенных зерен алюмосиликатного состава (полевые шпаты и обломки пород), которые оказываются сильно выщелоченными, часто до почти полного растворения, что придает хрупкость породе.

Отмеченное свидетельствует о наличии нескольких типов коллекторов с различными коллекторскими и литологическими свойствами. Связь проницаемости с пористостью с использованием традиционной логарифмической зависимости имеет достаточно высокий коэффициент корреляции $R = 0,92$. Однако погрешность определения проницаемости в большинстве случаев составляет 40-100 %. Для повышения достоверности определения проницаемости проведена типизация пород на основе гидродинамических единиц потока (HFU) [1] и методом Винланда по коэффициенту R_{35} [2]. Эти методы базируются на характеристиках геометрии поровых каналов, которые контролируются литологическими и структурными особенностями пород. Комбинации этих факторов обуславливают отличные друг от друга

Отложения тюменской свиты являются одним из основных источников углеводородного сырья Уватского района. В юго-восточной части района в пределах Усть-Тегусского месторождения среднеюрские отложения тюменской свиты представлены пластами Ю₂₋₅.

Седиментологическое изучение строения пластов Ю₃₋₅ показывает, что основными коллекторами пласта являются эстуарные отложения, представленные алеврито-песчаными породами приливо-отливных и речных каналов. Вмещающими непроницаемыми или слабо проницаемыми породами для продуктивных русловых песчаников являются алеврито-глинистые отложения приливо-отливных отмелей, фаций центральных и окраинных частей эстуарных заливов, а также солоноватоводных и пресноводных заболоченных маршей прибрежной равнины.

Фациальная характеристика пласта Ю₂ отличается от характеристики пластов, расположенных стратиграфически ниже, преобладанием фаций, формировавшихся в условиях смешанного влияния приливо-отливных и волновых процессов, что свидетельствует об усилении влияния моря в период накопления отложений пласта Ю₂. Основными его коллекторами являются алеврито-песчаные отложения приливо-отливных каналов, приливных дельт устьевой части эстуария, а также залегающие в кровле трансгрессивные биотурбированные песчаники пахомовской пачки (пласт Ю₂⁰). Значительно больший объем в составе пласта занимают непроницаемые и слабо проницаемые глинисто-алевириновые породы фаций приливо-отливных отмелей и маршей прибрежной равнины, а также центральных и окраинных частей эстуариевого залива.

Сложное строение залежей на Усть-Тегусском месторождении, приуроченных к нескольким горизонтам, разделенным тонкими глинистыми перемычками и карбонатными прослоями, свидетельствует о совместном влиянии на коллекторские свойства пород целого комплекса факторов. Проведенные на Усть-Тегусском месторождении петрофизические и литологические исследования показали, что распределение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) контролируется как условиями образования пород, так и постседиментационными преобразованиями.

ФЕС образцов пород определялись на порозиметре-пермеатре AP-608. Пористость устанавливалась по гелию, проницаемость – по гелию с расчетом проницаемости по Клинкенбергу (абсолютная проницаемость $k_{пр.а}$). Пористость определялась также методом жидконасыщения по рассолу (вода минерализацией 22-23 г/л). Водоудерживающая способность $K_{в.с}$ определялась методом центрифугирования. При этом $K_{в.с}$ не является остаточной водонасыщенностью $K_{в.о}$, поскольку $K_{в.с}$ – это водонасыщенность при капиллярном давлении около 0,2-0,3 МПа, а

Таблица 1

Пласт	Коллекторские свойства			Массовое содержание фракций, %								Содержание минералов глинистого цемента, %			
	$K_n, \%$	$K_{пр.ав} \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$	$K_{в.ср}, \%$	песчаных	алевро-литовых	пелитовых	диаметром, мм					каолинита	хлорита	гидро-слоды	ССО
							1-0,5	0,5-0,25	0,25-0,1	0,1-0,05	0,05-0,01				
Ю ₆	5,7-19,2 13,4	0,01-142,0 5,0	36,8-97,3 62,1	23-83 62	11-74 35	2-5 3	1-51 8	23-67 54	6-40 16	6-43 19	2-15 5	35-74 55	9-44 24	9-36 18	2-7 4
Ю ₄	2,6-24,3 15,1	0,003-1527 53,0	22,3-97,9 53,2	15-92 71	7-81 25	0-15 4	0-64 20	15-75 50	3-50 13	1-53 19	0-36 4	10-91 66	5-41 14	3-50 18	0-10 3
Ю ₃	3,3-20,9 14,1	0,002-527 15,0	28,0-98,3 60,5	4-88 57	11-83 38	1-61 4	0-48 6	4-77 51	4-48 20	5-73 19	1-51 6	11-90 45	5-47 22	5-55 28	0-10 5
Ю ₂	4,0-26,0 17,8	0,003-1386 148	14,8-97,0 41,9	2-91 70	5-85 27	1-26 3	0-5 1	2-80 59	3-51 15	1-59 12	0-33 4	14-87 56	5-31 14	6-58 26	0-14 5
Глинистые и карбонатные перемычки	3,8-17,3 11,2	0,003-8,0 0,38	53,9-97,8 84,1	11-78 31	18-86 62	1-24 7	0-16 0	11-74 28	32-46 29	4-70 34	1-16 5	10-69 29	9-53 28	17-63 38	2-10 5

Примечание. В числителе приведен интервал изменения параметра, в знаменателе – его среднее значение.

типы коллекторов, которые имеют схожие геологические и петрофизические свойства. Однако есть отличия этих двух методов.

Основой метода HFU является формула Козени – Кармана, полученная в представлении пористой среды как пучка капилляров,

$$k_{пр.а} = \frac{K_n^3}{(1-K_n)^2} \frac{1}{F_s \tau^2 S_{gv}^2}, \quad (1)$$

где F_s – фактор формы; τ – параметр извилистости; S_{gv} – удельная поверхность зерен, мкм^{-1} .

Параметры F_s , τ и S_{gv} являются индикаторами пород с похожей геометрией пор

$$FZI = \frac{1}{\sqrt{F_s \tau S_{gv}}}, \quad (2)$$

которые рассчитываются для каждого образца из соотношения (1) по измеренным значениям пористости и проницаемости.

Метод Винланда является чисто эмпирическим, но основан на геометрии поровых каналов. Из многочисленных экспериментальных данных, полученных из ртутных кривых капиллярного давления, была установлена эмпирическая связь радиуса устья поровых каналов при 35%-ной насыщенности ртутью с пористостью и проницаемостью

$$\log R_{35} = 0,732 + 0,588 \cdot \log k_{пр.а} - 0,864 \cdot \log K_n. \quad (3)$$

По вычисленным значениям FZI и R_{35} проведена типизация пород методом кластерного анализа K -средних [3]. Алгоритм типизации состоит в объединении в группы (кластеры) значений FZI и R_{35} до тех пор, пока не будет достигнута их минимальная дисперсия. Ей будет соответствовать число кластеров или типов пород. В результате была получена немонотонная зависимость дисперсии от числа кластеров (рис. 1), т.е. при достижении определенного числа кластеров дисперсия не уменьшается на протяжении нескольких последующих кластеров. Дальнейшее увеличение числа кластеров снова приводит к ее уменьшению. В данной статье максимальное число кластеров было ограничено 30. Не исключено, что дальнейшее увеличение числа кластеров снова уменьшит дисперсию. Поэтому возникает неопределенность выбора числа кластеров. Естественно, это число не должно быть большим и в то же время должно обеспечивать достаточную типизацию пород.

В качестве ограничения числа кластеров использовалась погрешность определения пористости и проницаемости, которая зависит от инструментальной погрешности и метода измерения. Относительная погрешность определения пористости согласно работе [4] составляет 2-10 % в зависимости от ее величины, а проницаемости [5] с учетом диапазона ее изменения и метода измерения – до 20 %. Тогда число кластеров отно-

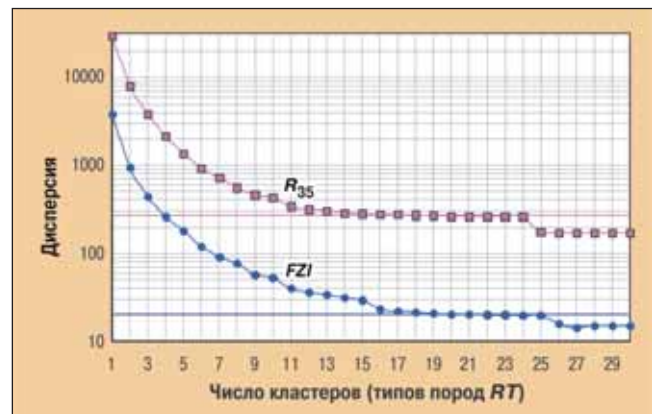


Рис. 1. Зависимость внутригрупповой дисперсии от числа кластеров

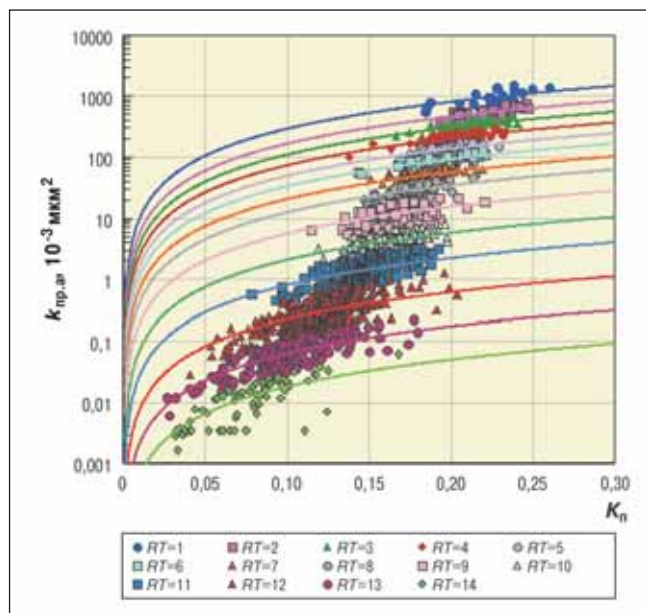


Рис. 2. Связь проницаемости с пористостью для пород тюменской свиты Усть-Тегусского месторождения с выделением типов пород по методу Винланда

сительно минимальных значений дисперсии FZI и R_{35} , достигающих при числе кластеров соответственно 26 и 25, равно 18 для дисперсии по FZI и 14 – по R_{35} . Нами предлагается ограничиться числом кластеров 14, т.е. использовать типизацию пород по R_{35} . Этим методом достигается более быстрое разделение пород на группы, каждая из которых имеет близкие свойства. На рис. 2 связи проницаемости с пористостью показаны линиями для каждого типа пород. Связи по методу HFU не приводятся, но можно отметить, что они менее тесные и неплохо описывают только центральную часть значений пористости и проницаемости.

С учетом типизации пород по R_{35} в табл. 2 представлены средние петрофизические и литологические параметры по каждому типу пород. Из нее явно прослеживаются связи типа пород с петрофизическими и литологическими свойствами.

Капиллярные свойства пород были изучены по 125 образцам пород с 1 по 12 типы методом полупроницаемой мембраны и

Таблица 2

RT	R_{35} мкм	$K_{пр}$ %	$K_{пр.ар}$ 10^{-3} мкм ²	$K_{в.с.1}$ %	Объемная плотность $\delta_{пз}$ г/см ³	Параметр пористости P_n	Массовое содержание фракций, %					Массовые потери от HCl, %	Содержание минералов глинистого цемента, %					
							песчаных	алеуриговых	пелитовых	диаметром, мм					Каолинит	Хлорит	Гидролюда	
										1-0,5	0,5-0,25		0,25-0,1	0,1-0,05				0,05-0,01
1	20,9	22,3	978	20,9	2,06	13,8	89	8	3	1,0	43,6	43,8	4,9	3,8	1,5	76	7	12
2	15,0	22,2	546	25,8	2,07	14,6	87	10	3	2,0	31,3	53,3	5,6	5,0	1,8	80	7	17
3	11,8	21,1	334	26,6	2,10	15,0	86	11	2	1,3	35,4	49,4	6,0	5,6	2,2	74	9	13
4	9,3	20,1	209	29,4	2,12	16,1	82	15	3	0,6	23,7	57,6	8,3	7,1	1,6	71	10	16
5	7,4	19,8	137	32,4	2,14	16,9	80	17	4	0,4	17,7	61,0	10,0	7,4	2,4	72	9	16
6	5,8	19,1	88	35,3	2,16	18,5	77	19	4	0,4	19,4	56,9	10,6	9,2	3,5	64	12	20
7	4,4	18,3	51	38,0	2,18	19,8	76	21	3	0,3	11,1	64,7	10,3	10,5	3,6	65	12	20
8	3,3	17,4	29	42,2	2,20	21,2	74	23	3	0,4	20,8	52,6	11,5	11,7	2,5	60	14	21
9	2,1	16,6	12,3	48,3	2,23	23,6	77	19	4	0,3	15,1	61,5	9,5	10,1	3,2	70	12	16
10	1,1	16,0	4,3	52,9	2,25	25,0	70	26	4	0,5	10,6	59,0	12,5	14,0	3,6	66	13	17
11	0,65	14,7	1,5	60,6	2,29	28,9	62	35	3	0,3	7,4	53,4	19,4	16,0	3,9	55	18	23
12	0,32	11,9	0,34	75,2	2,36	40,8	49	46	5	0,3	4,5	43,6	24,2	22,4	5,8	30	23	32
13	0,16	10,6	0,09	91,1	2,41	47,6	37	57	6	1,0	3,0	33,0	26,5	30,6	8,6	35	25	35
14	0,07	7,4	0,01	95,6	2,49	109,4	32	60	8	0,1	1,4	29,0	25,7	36,4	12,4	24	28	42

центрифугирования. Показатель смачиваемости, измеренный методом Амотта – Тульбовича [6], составил 0,6-1 при среднем значении 0,8, что соответствует преимущественно гидрофильным породам. Все полученные значения капиллярного давления по образцам с различными пористостью и проницаемостью были усреднены по каждому типу пород с помощью J -функции Леверетта

$$J = \frac{P_c \cdot \sqrt{k_{пра}/K_n}}{\sigma \cos \Theta}, \quad (4)$$

где $\sigma = 72$ дин/см – поверхностное натяжение на границе вода – воздух, Θ – краевой угол смачивания, $\cos \Theta = 1$ для гидрофильных пород.

Все кривые капиллярного давления усредняются одной J -функцией (рис. 3). Из уравнения этой кривой можно получить соотношение между водонасыщенностью, проницаемостью и пористостью для любой высоты выше зеркала свободной воды. Остаточная нефтенасыщенность пород $K_{н.о}$ определялась по методике, приведенной в работе [7]. Зависимость $K_{н.о}$ от типа пород дана на рис. 4. Значения $K_{н.о}$ были усреднены по каждому типу пород. С 5 по 9 типы пород $K_{н.о}$ принимает минимальное значение 27,8% при диапазоне изменения 26,7-29,9%. Для пород с более высокими кол-

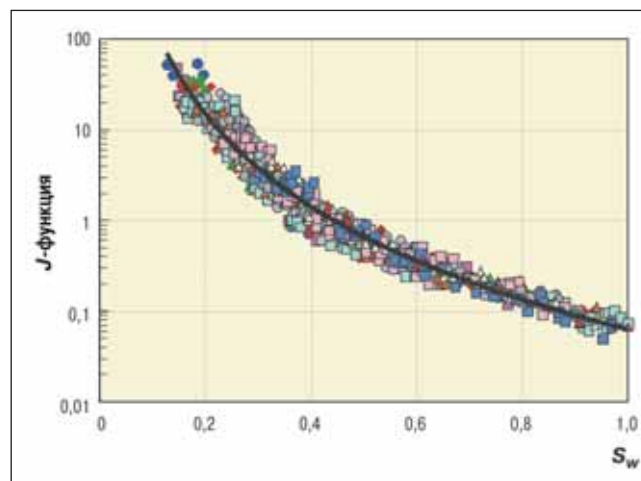


Рис. 3. $J=0,063 \cdot S_w^{-3,40}$ (S_w – водонасыщенность)

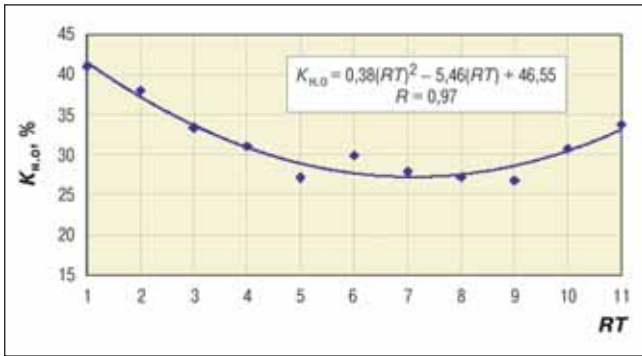


Рис. 4. Зависимость остаточной нефтенасыщенности $K_{н,о}$ от типа пород RT

литорскими свойствами (1-4 типы) и более низкими коллекторскими свойствами (10-11 типы) отмечается явная тенденция к увеличению остаточной нефтенасыщенности.

Относительные фазовые проницаемости (ОФП) рассчитаем на основе кривых капиллярного давления p_k по методике Кори – Брукса [8]

$$p_n = p_d (S_w^n)^{\frac{1}{\lambda}}, \quad (5)$$

где p_d – давление вытеснения воды из образца; $S_w^n = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$ –

нормированная водонасыщенность в системе вода – газ; S_{wi} – остаточная водонасыщенность.

Усредненную кривую капиллярного давления для каждого типа пород получим из уравнения (4) с соответствующей подстановкой значений пористости и проницаемости (рис. 5, а). Максимальное капиллярное давление ограничим значением 2 МПа, что соответствует радиусу пор 0,07 мкм, являющемуся предельным радиусом пор, из которых можно еще вытеснить воду. Для определения показателя использовался участок капиллярной кривой, представляющий поры, которые участвуют в фильтрации. ОФП рассчитывались по формулам

$$k_{rw} = (S_w^*)^{(2+3\lambda)/\lambda}, \quad (6)$$

$$k_{ro} = (1 - (S_w^*)^2) \cdot [1 - (S_w^*)^{(2+\lambda)/\lambda}], \quad (7)$$

где $S_w^* = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi} - S_{orw}}$ – нормированная водонасыщенность

S_{orw} в системе вода – нефть.

Приведенные на рис. 5, б кривые ОФП в системе вода – газ имеют смысл для пород типа 1-10; 11 тип пород является граничным, при котором проницаемость для воды очень низкая и близка к нулю. Аналогичный результат получен при сравнении динамической пористости с R_{35} . Граничное значение $R_{35} = 0,44$ мкм, граничное значение $k_{пра} = 0,48 \cdot 10^{-3}$ мкм², $K_n = 9,1$ %.

Выводы

1. Лучшая типизация пород Тюменской свиты Усть-Тегусского месторождения достигается методом Винланда. На основе этого метода построена петрофизическая модель коллекторов тюменской свиты.

2. Каждый тип пород связан с петрофизическими и литологическими свойствами.

3. Предложенная модель может использоваться при моделировании разработки месторождения, так как наиболее полно содержит петрофизическую и литологическую информацию о месторождении.

4. Полученная типизация пород может применяться для установления связей ГИС – керн.

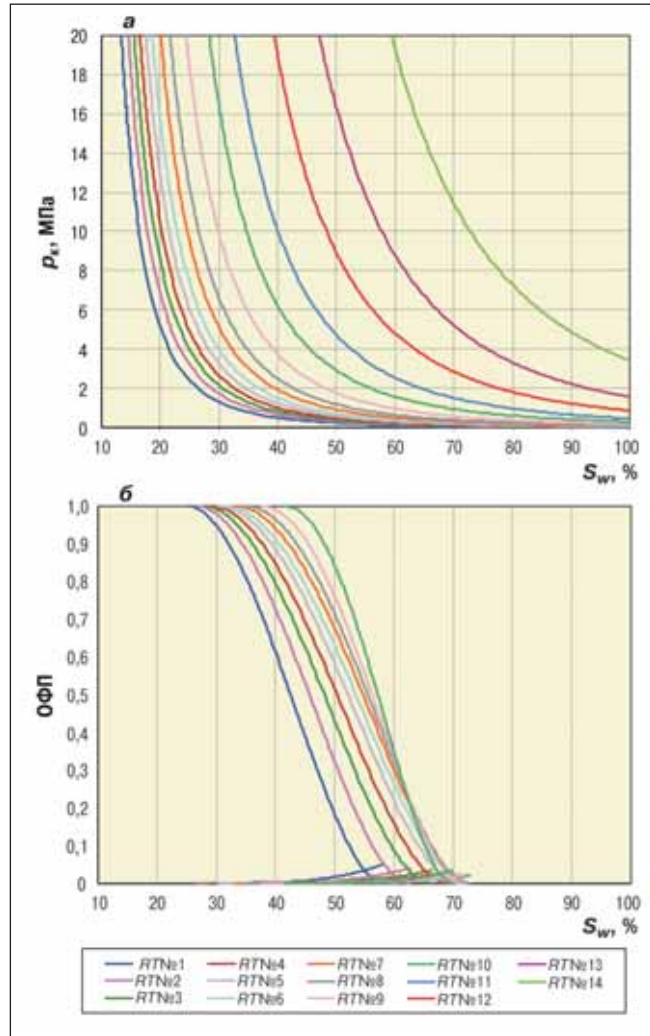


Рис. 5. Зависимость капиллярного давления (а) и ОФП (б) от водонасыщенности S_w

Список литературы

1. *Enhanced Reservoir Description: Using Core and Log Data to Identify Hydraulic Flow Units and Predict Permeability in Uncored Intervals/Wells/* J.O. Amaefule, M. Altunbay, and et. al.//SPE 26436. – 1993.
2. *Pittman E.D. Relationship of Porosity and Permeability to Various Parameters Derived from Mercury Injection Capillary Pressure Curves for Sandstones//AAPG Bulletin.* – 1992. – Vol. 76. – №2. – P.191-198.
3. *Statistika Electronic Manual Features.*
4. *ГОСТ 26450.1.-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидконасыщением.*
5. *ГОСТ 26450.2.-85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации.*
6. *ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородосодержащих пород.*
7. *ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях.*
8. *ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации.*
9. *Kewen Li, Roland N. Horne Steam-Water Relative Permeability by the Capillary Pressure Method. SCA 2001-24.*



Повышение достоверности оценки проницаемости терригенных коллекторов с помощью выделения фаций

В.З. Котова, Н.А. Моор,
А.С. Ширяева, Г.В. Шакирова (ООО «ТННЦ»),
А.А. Хальзов (ОАО «Оренбургнефть»)

Enhancing reliability of terrigenous reservoirs permeability assessment by facies distribution

V.Z. Kotova, N.A. Moor,
A.S. Shiryayeva, G.V. Shakirova (TNNC LLC),
A.A. Khalzov (Orenburgneft OJSC)

Используя знания об условиях осадконакопления, можно более адекватно оценить фильтрационно-емкостные свойства нефтегазового коллектора для более оптимальной его разработки. Фации терригенных коллекторов имеют ряд особенностей, различия в гранулометрическом составе, глинистости и проницаемости. На примере залежи нефти пласта Б₂ Герасимовского месторождения в статье показано, как можно более точно оценить поле проницаемости терригенного коллектора с помощью фациального анализа геолого-геофизических данных.

Месторождение достаточно хорошо изучено. В его пределах проведены сейсморазведочные работы 3D, результаты их интерпретации сопоставлены с данными бурения, геофизических исследований скважин (ГИС), выполнен анализ сейсмических атрибутов. Накопленный и обобщенный материал в процессе изучения таких месторождений дает достаточно достоверные данные для выработки подходов к изучению месторождений со сходными геологическими условиями, которые еще находятся на стадии разведки и пробной эксплуатации.

Накопление песчаного материала пласта Б₂ происходило в условиях мелководного шельфа. По речным каналам песчаный материал поступал с юга и распределялся в результате волновой деятельности моря вдоль берега. На горизонтальном срезе по кубу когерентности сейсмического сигнала, приуроченному к кровле турнейского яруса, достаточно четко прослеживаются русловые потоки. Между Герасимовским и Бобровским поднятиями выделяется ложе дельты, похожая ситуация наблюдается также в западной части от Герасимовского поднятия. В силу гипсометрии на собственно Герасимовском поднятии осадконакопление шло по типу барьерного острова (рис. 1).

В основном песчаный материал привносился с юго-запада и аккумулировался в пониженных участках рельефа (фация косослоистых песчаников впадин). Соответственно наибольшие толщины (эффективная толщина до 30 м) бобриковских песчаников выявлены в разрезах скв. 310, 318, 319, 346, 348, 349. При построении по данным ГИС карты песчаности пласта Б₂ и сопоставлении ее со структурной картой можно обнаружить, что наибольший коэффициент песчаности (до 1) наблюдается на южных склонах поднятий (рис. 2).

С севера, непосредственно вдоль берегового склона (район скв. 314, 352), накапливались отложения прибрежной долины. Эффективная толщина коллектора здесь снижается до 4-

Presented example of oil pool in formation unit B₂ of Gerasimovskoye field shows how it is possible to more precisely evaluate terrigenous reservoir permeability field with using geology-and-geophysics data facies analysis. Main facies were determined by 3D seismic data interpretation results. Permeability versus porosity relationships are presented for various facies. It is recognized that optimal development system is possible only when all permeability changes associated with facies change in formation unit are taken into account.

5 м. Терригенный материал поступал во время штормов и высоких приливов (фация штормовых слоев).

Отдельно следует рассмотреть условия осадконакопления в скв. 1780, 306, 309. Это область активной волновой деятельности, поэтому терригенный материал здесь не задерживался. Накопление его на вершине купола началось уже в процессе опускания территории и трансгрессии моря. Отсюда расчлененность разреза и сравнительно небольшие толщины (фация волноприбойной переходной зоны).

Литологическую и структурную дифференцированность разреза отражают результаты интерпретации объемной сейсморазведки 3D и диаграммы ГИС (рис. 3, 4).

При анализе зависимости $k_{пр} = f(K_{п})$ ($k_{пр}$ – проницаемость; $K_{п}$ – пористость) по данным изучения ядра можно отметить, что фации, представленные на рис. 4, при одних и тех же значениях пористости могут иметь различные проницаемости (рис. 5).

С использованием метода Винланда оценены радиусы устьев пор коллекторов различных фаций. Песчаники фации «косослоистые песчаники впадин, глубина от 5-15 м» имеют, по-

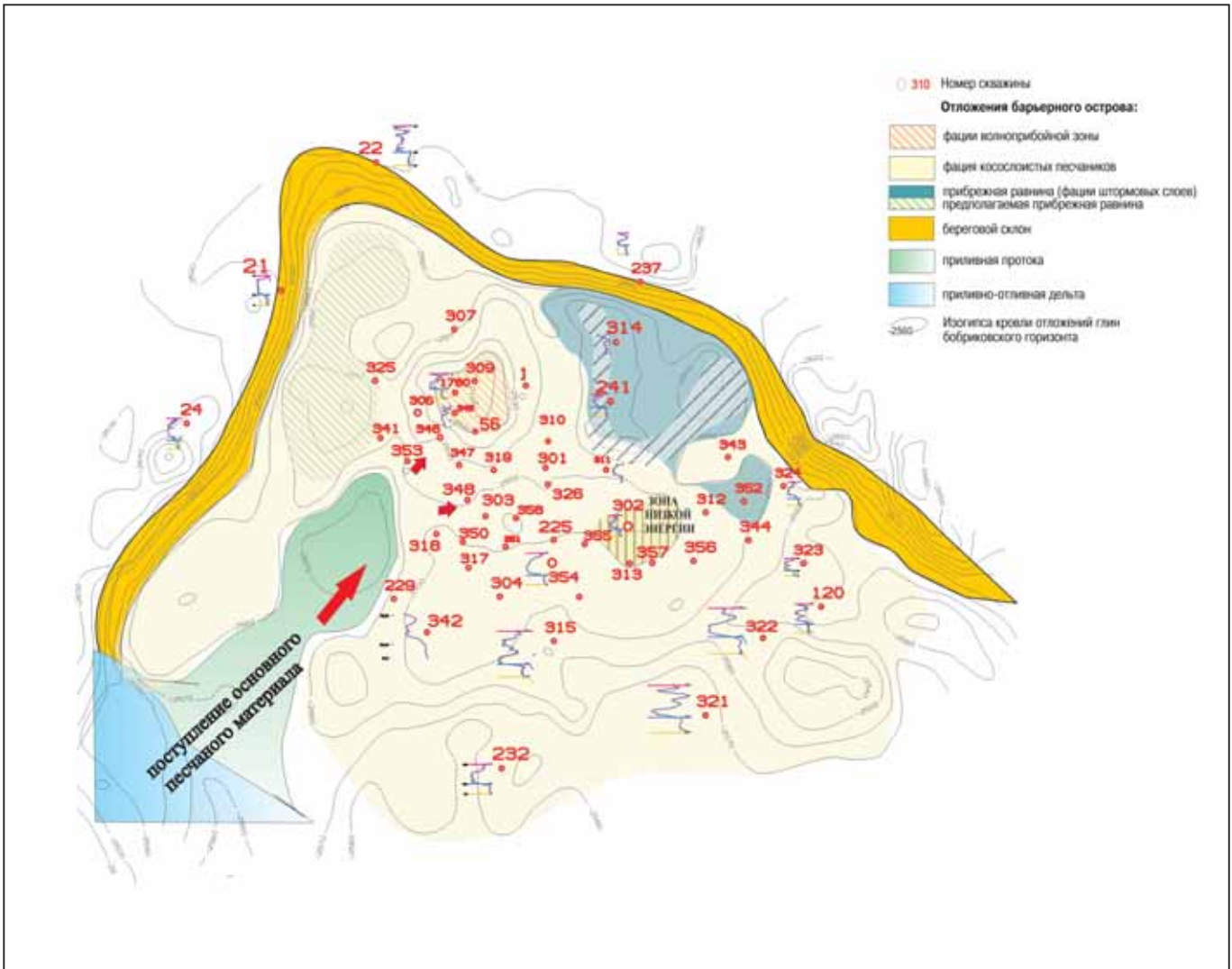


Рис. 1. Структурная карта по кровле бобриковских глин с выделением зон осадконакопления

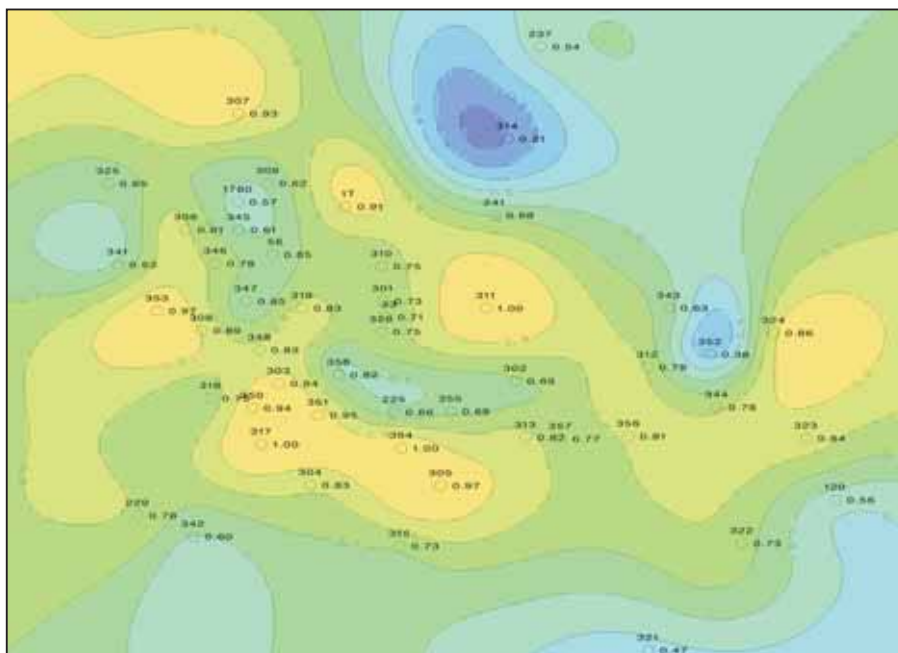


Рис. 2. Карта песчаности пласта B_2 по данным ГИС

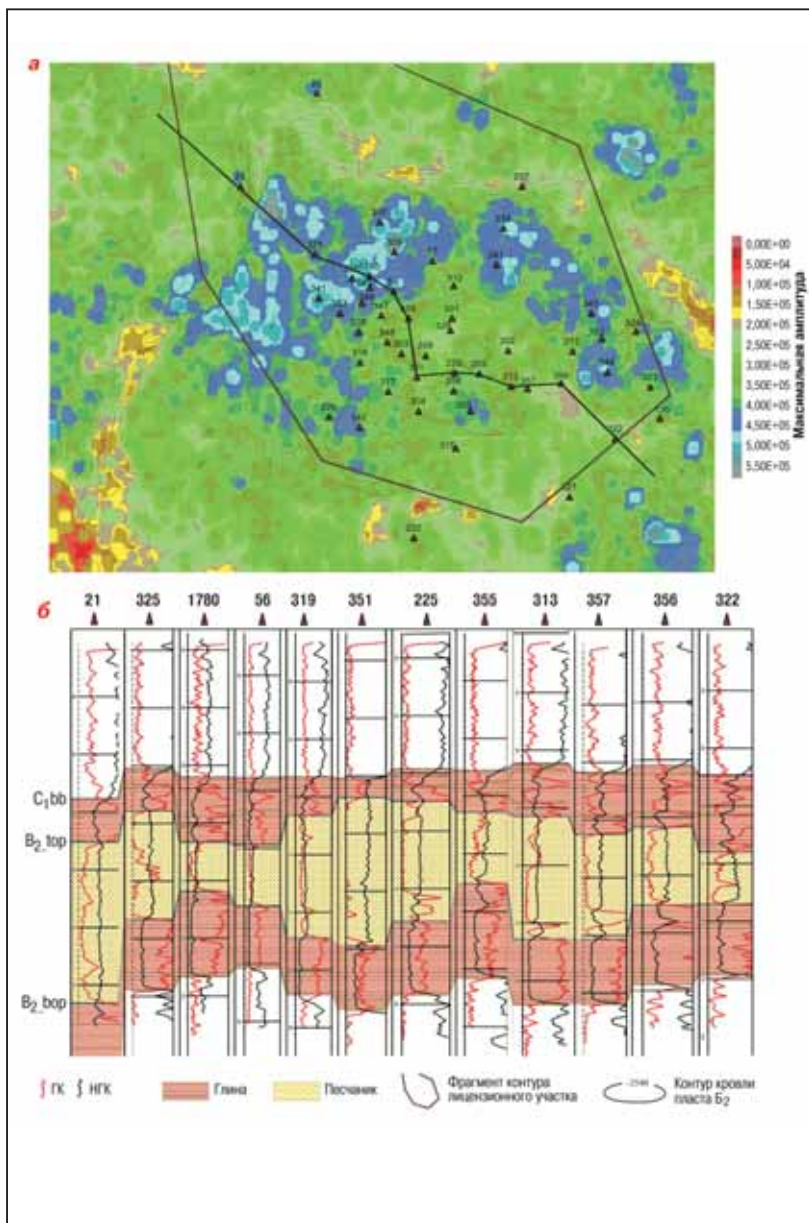


Рис. 3. Отображение литологических неоднородностей разреза в интервале развития бобриковских отложений на карте динамического атрибута Max_Amplitude (максимальная амплитуда), рассчитанного в интервале между кровлями отражающих горизонтов У и Т (а) и на геолого-геофизическом разрезе по линии скважин (б)

видимому, наибольшие размер зерен и проницаемость. Радиус устьев пор изменяется от 20 до 60 мкм. Песчаники фации «волноприбойная, переходная зона, глубина 0-5 м» имеют меньшие размер зерен и проницаемость по сравнению с песчаниками баров. Радиус устьев пор изменяется от 10 до 20 мкм. Песчаники фации «штормовые слои» имеют наименьшие размер зерен и проницаемости. Радиус устьев пор изменяется от 2 до 10 мкм.

Таким образом, данные петрофизики подтверждают присутствие указанных фаций и могут использоваться для оценки проницаемости по фациальным зонам месторождения.

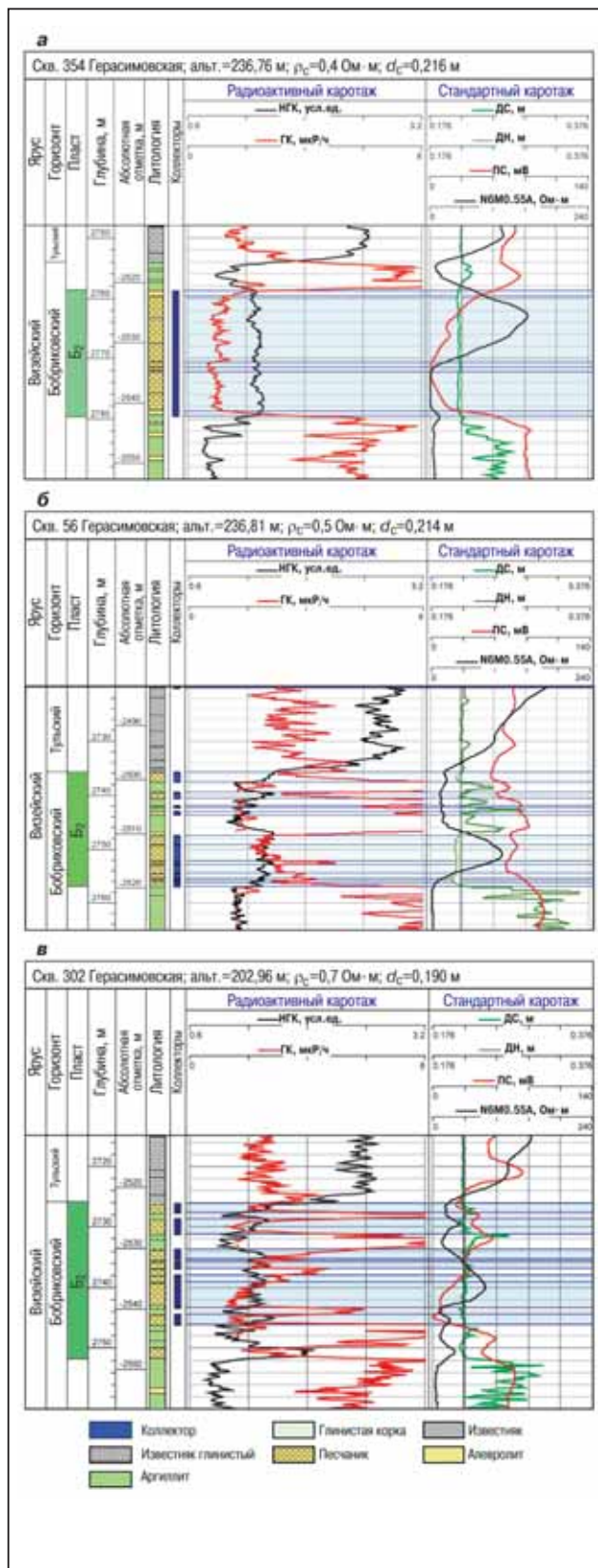


Рис. 4. Характерные кривые ГИС для различных фаций: а – косослоистые песчаники впадин (глубина от 5-15 м); б – волноприбойная, переходная зона (глубина 0-5 м); в – штормовые слои

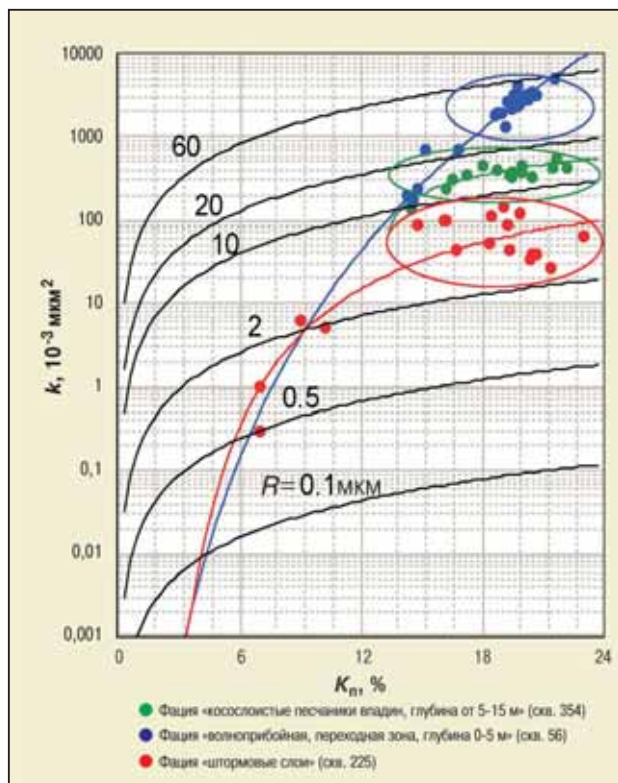


Рис. 5. Зависимость $k_{пр} = f(K_{пр})$ по данным керна и сопоставление с кривыми Винланда (уравнение корреляции для фации «косослоистые песчаники впадин, глубина от 5-15 м» $k_{пр} = 10^{8,273 \cdot \lg K_{пр} - 7,279}$, для фаций «волноприбойная, переходная зона, глубина 0-5 м» $k_{пр} = \sqrt{798,91 \cdot K_{пр}^2 - 135709,91}$ и «штормовые слои» $k_{пр} = 694,711(1,28 \cdot 10^{-20})^{(1/K_{пр})}$; R – радиус устья пор, соответствующий 35%-ной насыщенности ртутью)

Это позволяет при вычислении грида проницаемости использовать в пределах каждой фации уникальное уравнение корреляции $k_{пр} = f(K_{пр})$ (см. рис. 5).

Представленный анализ хорошо изученного месторождения дает возможность получить данные для выработки подходов к изучению фильтрационных свойств пластов со сходными геологическими условиями, которые еще находятся на стадии разведки и пробной эксплуатации. Терригенные пласты обладают неоднородностью не только по вертикали, но и по латерали. Оценка проницаемости пласта с учетом фаций позволяет повысить достоверность определения проницаемости. Для фациального анализа необходимо учитывать региональную обстановку осадконакопления, источник сноса терригенного материала, гипсометрию пласта, данные сейсморазведки, ГИС и петрофизики. Также важно оценивать фации на этапе описания керна.

Наиболее оптимальная система разработки и наибольшее извлечение нефти из залежи возможны только при учете всех изменений проницаемости, связанных с фациальным изменением пласта.

НОВАЯ КНИГА

Донгарян Ш.С. На стройках нефтяного века. - М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008. – 432 с.

Автор книги, Ш.С. Донгарян, 24 года был заместителем Министра нефтяной промышленности СССР по строительству, прошел большой путь от простого прораба до руководителя отраслевого масштаба. Татария, Западная Сибирь, Казахстан, Ирак – это места, где работал автор. Заводы и нефтепромыслы, трубопроводы и автодороги, электростанции и жилые дома – без этих объектов не мыслима работа ключевых отраслей нашей экономики – нефтяной и газовой. Ш.С. Донгарян был активным участником создания промышленной инфраструктуры для добычи нефти и газа. Он застал работу строительных дивизий МВД, которые строили объекты нефтяной промышленности; несмотря на «железный занавес», участвовал в налаживании экономических контактов между СССР и США; строил крупнейшие нефтегазовые артерии СССР. Об этом и многом другом он рассказывает на страницах предлагаемой книги. Перед читателем возникают живые и яркие портреты крупнейших государственных деятелей СССР – А.Н. Косыгина, Н.К. Байбакова, видных советских нефтяников, газозаводчиков и строителей – А.Т. Шмарева, В.Д. Шашина, В.И. Муравленко, Ю.П. Баталина и других.

Книга издана при финансовой поддержке ОАО «Татнефть» и ОАО «РИТЭК» и рассчитана на широкую аудиторию, прежде всего – молодое поколение нефтяников, газозаводчиков, строителей и всех, кто интересуется новейшей историей России.

По вопросам приобретения обращаться в издательство «Нефтяное хозяйство» (Евдошенко Юрий): (495) 730-07-17; editor3@oil-industry.ru





Геологическое строение и перспективы нефтеносности доюрского фундамента северной части Сургутского свода

И.Ш. Усманов, Г.А. Куриленкова,
Е.Г. Штепа (ОАО «Сургутнефтегаз»)

Нефтеносность пород доюрского фундамента Западно-Сибирского осадочного бассейна установлена достаточно давно, тем не менее проблема прогнозирования и целенаправленного поиска залежей углеводородов в этих толщах стала особенно актуальной в последние годы. Отмеченное обусловлено необходимостью поддержания добычи углеводородов открытием новых месторождений, что требует значительного увеличения объемов геолого-разведочных работ, резким сокращением числа перспективных структур в осадочном чехле.

В связи с этим реальная возможность укрепления ресурсно-сырьевой базы связана с изучением и опосредованным поиском нетрадиционных для Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) объектов, одним из которых являются доюрские толщи, слагающие фундамент НГБ. Открытие промышленных залежей нефти и газоконденсата в доюрских толщах на Даниловском, Северо-Даниловском, Рогожниковском, Северо-Рогожниковском, Новопортовском, Северо-Варьганском месторождениях свидетельствует о значительной перспективности глубокозалегающих горизонтов, необходимости детального исследования условий формирования подобных скоплений, принятия решения на федеральном уровне по масштабному исследованию фундамента Западно-Сибирского НГБ.

Поскольку большие глубины в настоящее время уже не являются недоступными, в Западной Сибири пробурены скважины глубиной 4000-5000 м и более. К ним относятся скв. 414 Уренгойская глубиной 5500 м, скв. 7 Надымская – 5017 м, скв. 1 и 2 Гергиевской площади глубиной соответственно 4500 м и 4800 м, скв. 50 Тевлинско-Русскинская - более 4000 м. Результаты бурения скв. СГ-6 Тюменская позволили прогнозировать наличие скоплений газообразных углеводородов в литолого-стратиграфических резервуарах нижнеюрских отложений и доюрских пород. Именно эти толщи в разрезе скважины характеризуются высокими показателями по газовому каротажу и повышенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) [1].

Перспективы нефтеносности глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла и дезинтегрированных пород фундамента территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз» оценивались с применением объемно-генетического метода [2]. В последние годы многие исследователи связывают формирование скоплений углеводородов с флюидами, поступающими из больших глубин по зонам деструкции земной коры [3-7]. Изучение нефтеносности лицензионных участков ОАО «Сургутнефтегаз» на Сургутском, Каймысовском, Верхнедемянском, Красноленинском сводах и Фроловской геовпадине позволило сделать вывод, что крупные залежи углеводородов приурочены к долгоживущим и периоди-

Geological structure and prospect of oil-bearing capacity of pre-Jurassic basement of the northern part of the Surgut arch

I.Sh. Usmanov, G.A. Kurilenkova,
E.G. Shtepa (Surgutneftegaz OAO)

Disjunctive processes effect on formation of hydrocarbon accumulations is shown. The estimation of prospects of the oil-bearing capacity of volcanites, composing pre-Jurassic basement is given within the limits of destructive zones of the Earth's crust in the north of the Surgut arch.

чески обновляющимся зонам разгрузки геодинамических и флюидалных напряжений (ЗРГФН) земной коры [8-10].

ОАО «Сургутнефтегаз» выделяет значительные средства на поиски залежей углеводородов в доюрских породах. Увеличению объемов глубокого бурения значительно способствовало открытие Рогожниковского месторождения в триасовых вулканогенно-осадочных толщах фундамента. Объектом поиска в настоящее время является гранитоидный массив Мыгтаяхинской зоны [9]. Интерес вызывают рифовые постройки Южно-Галияновского лицензионного участка. Большой объем геолого-разведочных работ по изучению палеозойского комплекса запланирован на лицензионных участках за пределами Тюменской области.

Анализ результатов проведенных работ свидетельствует о перспективности доюрского фундамента Северо-Тянской площади Сургутского свода, в пределах которой в осадочных толщах выявлено Юкьяунское месторождение. Согласно тектонической карте фундамента Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова) район исследования расположен в пределах каледонского Уват-Ханты-Мансийского срединного массива. На востоке на территории Сургутского-1 лицензионного участка проходит граница массива с герцинским Сургутско-Пурпейским антиклинорием, с которым связаны системы надвигов и сбросов.

В центре участка прослеживаются наиболее протяженные разломы северо-западного простирания, ограничивающие приподнятый блок, с которым связана Западно-Перевальная-3 структура, осложненная рядом локальных поднятий (рис. 1). На границе с Сургутским-1 лицензионным участком данная система тектонических нарушений пересекается с крупным долгоживущим Восточно-Юкьяунским разломом северо-восточного направле-

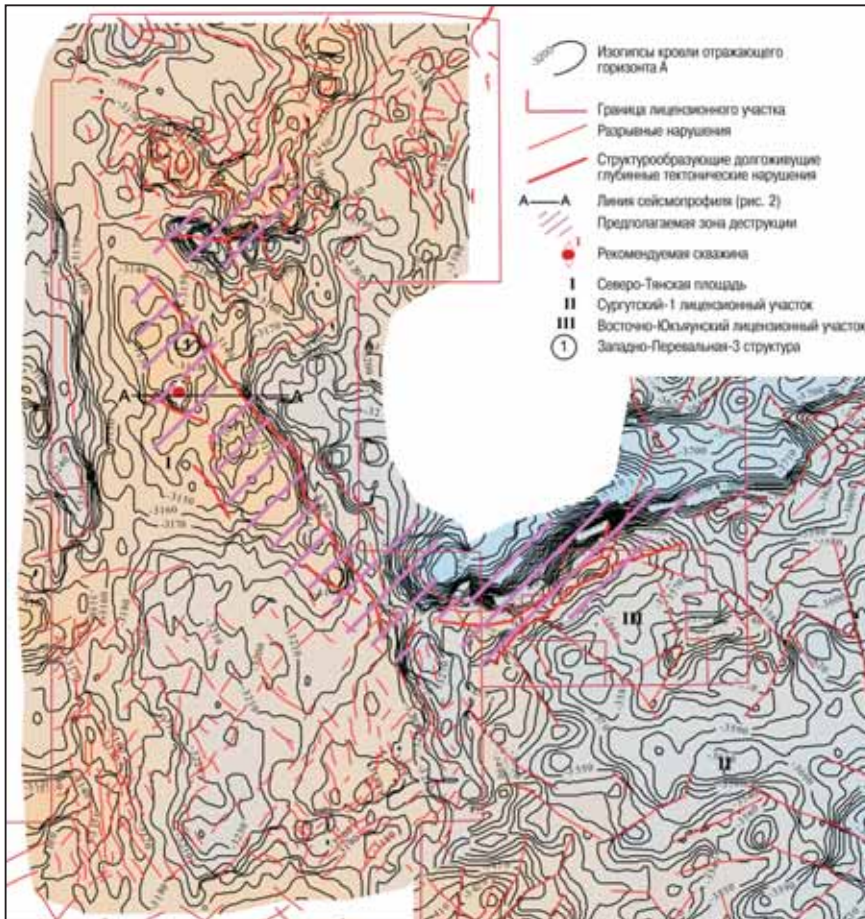


Рис. 1. Структурная схема по отражающему горизонту А

ния, вдоль которого проходит фронтальная граница между двумя массивами. Обе системы разломов на сейсмических профилях прослеживаются в осадочном чехле вплоть до отражающего горизонта М (рис. 2).

Глубинные разломы, ограничивающие Западно-Перевальную-3 структуру, проявлялись на всех этапах развития территории и обуславливали вертикальную миграцию углеводородсодержащих флюидов. В скважинах, пробуренных как на самом блоке, так и по обе стороны от него, получены промышленные притоки (до 82 м³/сут в скв. 93 Западно-Перевальная) в широком диапазоне толщ (пластах БС₁, АС₁₀¹, АС₉, АС₄). Непромышленный приток получен из пласта АС₇, пласты Ач, БС₈, БС₆, БС₄ содержат нефть согласно геофизическим исследованиям скважин (ГИС).

Доюрский комплекс в пределах территории изучался в основном сейсморазведкой. Кровля толщ доюрского основания идентифицируется отражающим горизонтом А и по данным сейсморазведочных работ залегает на абсолютной отметке от -3100 до -3240 м (см. рис. 1). Рельеф поверхности имеет сложное строение, из-за наложения на структурные формы разрывных дислокаций в основном северо-западного и северо-восточного направлений. Наибольшей дислоцированностью отличаются сводовые части положительных структур.

По характеру волнового поля доюрского комплекса условно выделяются три типа записи (рис. 3). Хаотическая запись с отсутствием регулярных отражений отвечает эрозивным выступам доюрских образований, осложненных интрузиями. В зонах дезинтеграции по-

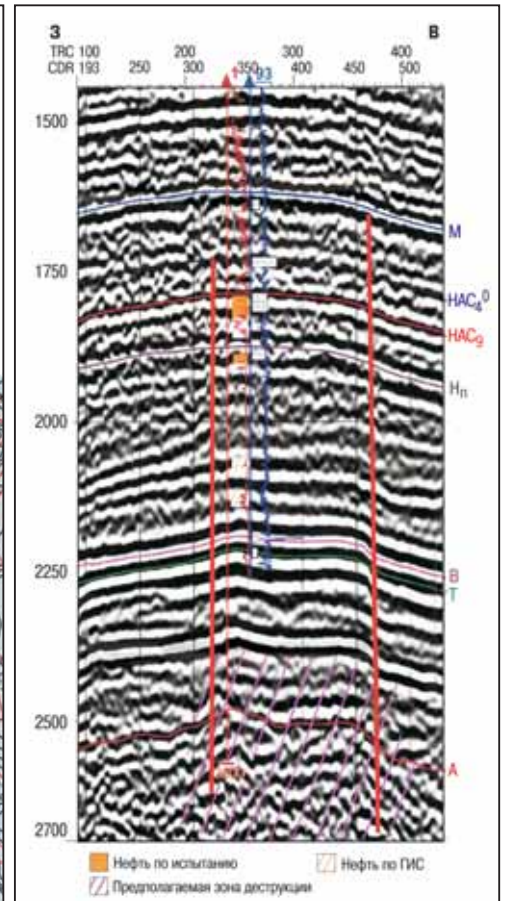


Рис. 2. Временной разрез Западно-Перевальной-3 структуры по линии А-А

роды в большей степени подвержены контактно-метасоматическим изменениям, которые, вероятно, характеризуют отражающие границы с весьма крутыми углами наклона. Отражения субгоризонтальные или с небольшим наклоном осей синфазности к границам осадочного чехла указывают на заполнение впадин переслаивающимися породами, слабо дифференцированными по акустическим свойствам.

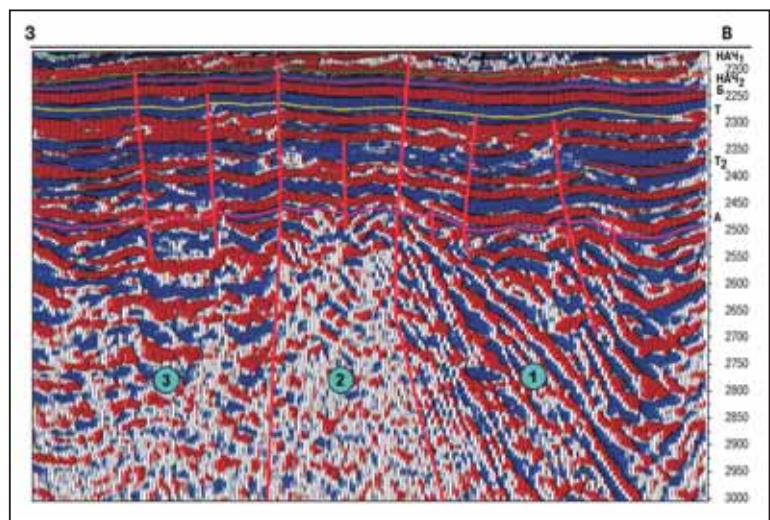


Рис. 3. Принципиальная схема распределения зон, характеризующихся определенным типом сейсмической записи, в пределах северной части Сургутского свода: 1 – наличие крутонаклонных отражающих площадок; 2 – наличие выступов доюрского основания, сложенных интрузиями; 3 – в основном депрессионные зоны

Породы доюрского основания на территории Сургутского свода изучены сравнительно небольшим числом скважин. Результаты анализа материалов по данным скважинам опубликованы в работе [11]. По мнению автора, в триасовых отложениях наиболее широко распространены эффузивные породы, образующие последовательно наслаивающиеся потоки и покровы. Все породы базальтоидного комплекса вдоль зон локальных тектонических нарушений интенсивно раздроблены и карбонатизированы. Особенностью доюрского основания Сургутского свода является широкое развитие пород риолитовой субформации, находящихся в тесной пространственной и генетической связи с базальтоидами триасового возраста. Исследования коллекторских свойств доюрских пород по керну скв. 50 Тевлинско-Русскинская показали, что лучшими коллекторскими свойствами обладают туфы риолитовых порфиров, а также брекчированные риолитовые порфиры. Из трещиновато-кавернозных коллекторов получен самоизливом приток минерализованной воды.

Ближайшей скважиной, вскрывшей фундамент палеозойского возраста, а также промежуточный триасовый комплекс, является параметрическая скв. 11А Западно-Перевальная глубиной 3945 м, расположенная на северо-западе от изучаемой территории. Вскрытая толщина туринской серии составляет 103 м и представлена туфами, туффитами кислого состава, серыми аргиллитами, глинистыми алевролитами и непроницаемыми песчаниками. По фундаменту пройдено 102 м. Палеозойские отложения представлены миндалекаменными андезитовыми порфиритами.

Нефтеносность эффузивов доюрского фундамента установлена на Рогожниковском месторождении до глубины 322 м от кровли. Притоки нефти дебитом 204 м³/сут получены из туфов пеплового состава на Даниловском месторождении. На Потанайском месторождении в скв. 5 и 8 из вулканитов игнимбритовой субформации получены промышленные притоки дебитом соответственно 9,6 и 118,8 м³/сут. Из пепловых пород нефтепроявления установлены на Урьевском месторождении [11]. Признаки нефти и битумов в керне эффузивной толщи триаса выявлены по скв. 58П Хохряковская, скв. 66 Пермьяковская. Притоки газа получены из трещиноватых коллекторов триаса в скв. 4П Ершовая. Промышленные притоки нефти из выветрелых пород палеозойского возраста получены на Коттыньском месторождении в скв. 70.

Результаты анализа накопленного геолого-промыслового, геофизического материала свидетельствуют о том, что доюрский комплекс Северо-Тянской площади Сургутского свода имеет блоковое строение: крупные глубинные разломы, контролировавшие вулканизм в триасовое время, впоследствии являлись путями миграции углеводородсодержащих флюидов. Коллекторами являлись трещиноватые вулканогенно-осадочные породы. Кроме того, участок имеет высокий этаж нефтеносности в осадочном чехле. Эти характерные черты нефтеносности фундамента вписываются в ряд диагностических признаков перспективности территорий для поиска углеводородов, выявленных ранее. Сходное строение имеют территории Тромъеганского, Федоровского, Лянторского и других месторождений Сургутского свода.

Таким образом, требуется детальное изучение доюрского комплекса Сургутского свода. Для этого рекомендуются следующие мероприятия:

- проведение магнитометрической и гравиметрической съемки масштаба 1:50 000;
- выполнение электроразведки с целью выявления терригенных проницаемых зон, прогнозирования зон трещиноватости и флюидопроводящих каналов в фундаменте;
- комплексная интерпретация материалов сейсмических, дистанционных методов, данных магнито- и гравиметрических съемок,

электроразведки с целью прогнозирования перспективных структур, районирования территории по степени перспективности;

- бурение скв. 1 (см. рис. 2) на технически возможную глубину для проведения вертикального сейсмического профилирования, уточнения нефтеносности всех перспективных горизонтов осадочного чехла и доюрского фундамента;

- разработка и выполнение комплекса ГИС для изучения свойств и степени расчлененности пород доюрского фундамента;

- оперативное исследование керна новых скважин по технологии СургутНИПИнефти [12] и определение возраста пород.

Список литературы

1. *Перспективы нефтеносности глубокопогруженных отложений севера Западной Сибири по данным сверхглубокого бурения*/Т.В. Белоконь-Карасева, С.Е. Башкова, Г.Л. Беляева и др.//Геология нефти и газа. – 2006. – № 6. – С. 2-8.
2. *Прогноз нефтегазоносности в зонах дезинтеграции доюрского фундамента на Сургутском своде и прилегающих территориях*/Н.Я. Медведев, И.М. Кос, А.И. Ларичев и др.//Сборник докладов X научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа-Югры». Т-1. – Ханты-Мансийск, 2007. – С. 189-196.
3. *Геофизика природных катастроф и очагов формирования месторождений углеводородов*/Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, М.Р. Бембель, А.А. Кузьмин//Сборник докладов X научно-практической конференции «Современные геофизические технологии в ОАО «Хантымансийскгеофизика» и перспективы их использования для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа». – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 23-26.
4. *Залежи углеводородов, контролируемые водородной дегазацией Земли*/Р.М. Бембель, В.М. Мегеря, М.Р. Бембель, А.А. Кузьмин//Сборник докладов X научно-практической конференции «Современные геофизические технологии в ОАО «Хантымансийскгеофизика» и перспективы их использования для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа». – Ханты-Мансийск, 2008. – С. 27-32.
5. *Кошляк В.А.* Гранитоидные коллекторы нефти и газа. – Уфа: Тау, 2002. – 256 с.
6. *Запывалов Н.П.* Нефтегазоносность фундамента западной Сибири//Горные ведомости. – 2004. – № 3. – С. 2-11.
7. *Перспективы нефтеносности доюрских отложений центральной части ХМАО*/В.Г. Криночкин, Е.А. Голубева, Е.В. Кутюва, Е.В. Лебедева//Материалы научно-практической конференции «Круглый стол. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории Ханты-Мансийского автономного округа». – Ханты-Мансийск, 2003.
8. *Усманов И.Ш., Новиков Г.Р.* Особенности строения и нефтеносности фундамента, осадочного чехла западных участков Сургутского района//Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 11. – С. 28-31.
9. *Куриленкова Г.А., Усманов И.Ш., Штепа Е.Г.* О перспективах нефтеносности глубоких горизонтов территории деятельности ОАО «Сургутнефтегаз»// Доклад на XI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО». – Ханты-Мансийск, 2007.
10. *Усманов И.Ш., Куриленкова Г.А., Штепа Е.Г.* Перспективы нефтеносности доюрского фундамента западных участков Сургутского района//Нефтяное хозяйство. – 2007. – №9. – С. 30-33.
11. *Яцканич Е.А.* Вулканы центральных районов Широкого Приобья//Материалы научно-практической конференции «Круглый стол. Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений на территории ХМАО». – Ханты-Мансийск, 2003.
12. *Усманов И.Ш.* Новые технологии исследования полноразмерного керна//Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 8. – С. 52-55.

Определение нефтегазоносности бассейна Кот д'Ивуар на основе анализа геохронотермобарических условий нефтегазообразования

Диангоне Би Тизие Эрик
(РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина)



Бассейн Кот д'Ивуар с осадками от мелового до третичного возраста, имеющий континентальную и морскую части, протягивается вдоль побережья Западной Африки от Либерии до Ганы. Континентальная часть простирается примерно на 360 км от Сассандра на западе до Ивуаро-Ганской границы на востоке с максимальной шириной 35 км. Морской сектор бассейна занимает область континентального шельфа и глубоководной части океана от побережья до разлома Романш.

В данной статье рассмотрены история погружения, изменение термического режима и катагенеза органического вещества одного из участков шельфа бассейна Кот д'Ивуар, приуроченных к области опускания Африканской платформы, где в настоящее время успешно проводятся геолого-разведочные работы. Для этих целей были использованы материалы по четырем пробуренным скв. IVCO-2, IVCO-4, IVCO-12 и D1-2х.

Для реконструкции истории погружения и изменения температурного режима осадочного бассейна Кот д'Ивуар по каждой скважине были составлены таблицы исходных данных (см. таблицу), на основе которых построены графики, характеризующие историю геологического развития, изменение геотермических и катагенетических условий осадочного чехла в районе исследуемых скважин.

Скв. IVCO-2 и D1-2X наиболее удалены от береговой линии и характеризуются максимальной толщиной осадочного покрова (соответственно 8 и 6 км) (рис. 1). В скв. IVCO-4 и IVCO-12 его толщина равнялась соответственно 5,5 и 5 км. Забой скважин в порядке их перечисления находились на глубине соответственно 3289, 3279, 2708 и 3022 м, на которой залегали породы альбского возраста. Для большей детальности анализа этап отложения осадков от кровли альба до раннего мела (у кровли фундамента) делился на три части: неоконский; баррем-аптский; альбский. На всех площадях хорошо выражен этап эрозии, соответствующий эрозионному несогласию, отделяющему рифтовый этап развития бассейна от пострифтового. Последний начался в сеномане. Второй, менее интенсивный, этап эрозии в палеоцене слабо проявился в областях, близких к континентальному склону (скв. IVCO-2). На всех рассматриваемых площадях рифтовый этап развития бассейна характеризуется максимальными скоростями отложения осадков, достигавшими 330 м/млн. лет, а кайнозойский период соответствовал минимальным скоростям осадконакопления.

В наших исследованиях параметр R_0 рассчитывался для каждого момента времени эволюции бассейна в пределах всей его осадочной толщи в районе рассматриваемых скважин. Для этого использовались восстановленная история температурного режима породы в бассейне и кинетический спектр созревания витринита (рис. 2) из работы Sweeney and Burnham (1990 г.).

Determination of prospects of the Côte d'Ivoire basin oil-and-gas content on the basis of the analysis of geochronothermobaric conditions of oil-and-gas formation

Diangone Bi Tizie Eric
(Gubkin Russian State University of Oil and Gas)

The history of immersion is considered, the thermal mode and catagenesis of organic matter of one of sites of the Côte d'Ivoire basin shelf are investigated. Materials on four drilled wells are used. The conclusion is made, that the basic prospects of formation of oil and gas fields in this basin can be connected only to mother rocks of the rift complex.

Номер этапа	Процесс	Z_1 , м	t_1 , млн. лет	t_2 , млн. лет	Δt
1	Осадконакопление	8000	144,0	125,0	19,0
2	Осадконакопление	5240	125,0	113,0	12,0
3	Осадконакопление	3500	113,0	105,0	8,0
4	Эрозия	1000	105,0	97,5	7,5
5	Осадконакопление	2410	97,5	91,0	6,5
6	Осадконакопление	2130	91,0	73,0	18,0
7	Осадконакопление	1840	73,0	69,0	4,0
8	Осадконакопление	1380	69,0	65,0	4,0
9	Осадконакопление	1320	65,0	61,0	4,0
10	Перерыв	-	61,0	54,9	6,1
11	Осадконакопление	1100	54,9	42,0	12,9
12	Перерыв	-	42,0	14,4	27,6
13	Осадконакопление	560	14,4	2,0	12,4
14	Осадконакопление	320	2,0	0,0	2,0

Примечание. Z_1 – глубина подошвы слоя или амплитуда эрозии; t_1 , t_2 – время соответственно начала и конца этапа; Δt – продолжительность этапа.

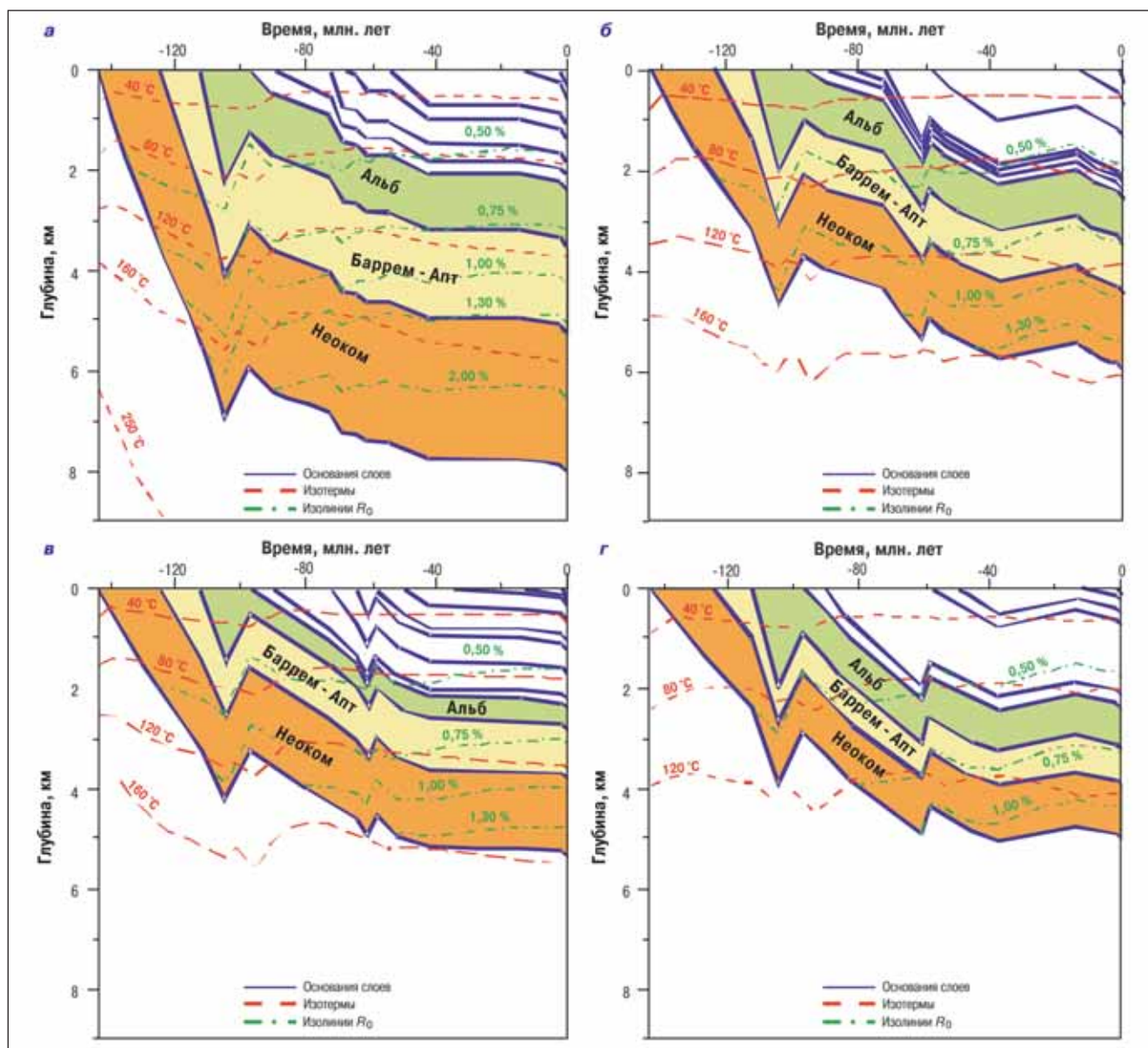


Рис. 1. Изменение глубины погружения, температурных и катагенетических условий осадочного чехла бассейна Кот д'Ивуар в районе скв. IVCO-2 (а), D1-2X (б), IVCO-4 (в) и IVCO-12 (г)

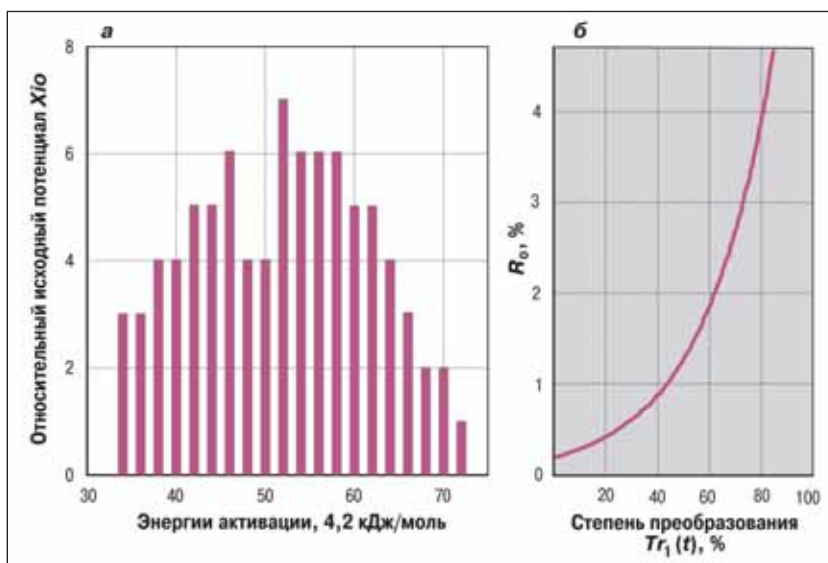


Рис. 2. Кинетические спектры термического преобразования витринита (а) и корреляционная связь отражательной способности витринита R_0 со степенью термического преобразования $Tr_1(t)$ (б) в модели Sweeney and Burnham (1990 г.)

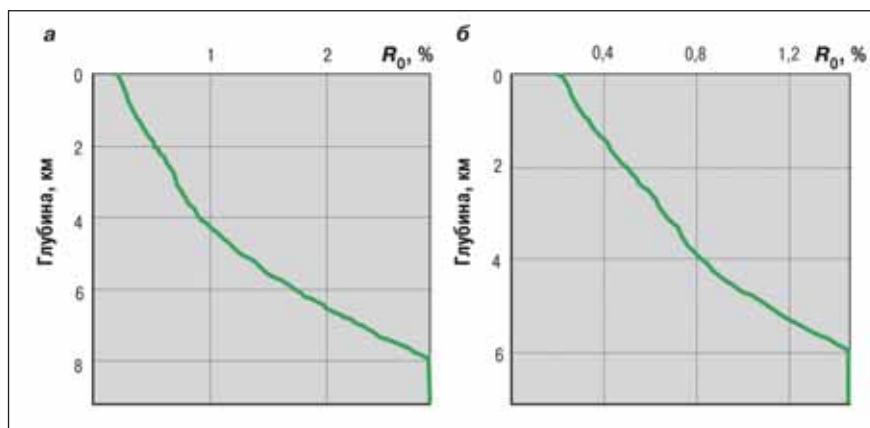


Рис. 3. Распределение отражательной способности витринита R_0 по глубине, рассчитанное для современного разреза скв. IVCO-2 (а) и D1-2X (б)

Распределение отражательной способности витринита по глубине показано на рис. 3 на примере площадей в районе скв. IVCO-2 и D1-2X бассейна Кот д'Ивуар.

Исследования показали, что породы позднего альба находятся, как правило, на ранней стадии зрелости и характеризуются измененными R_0 от 0,5 до 0,8 %, в то время как породы среднего альба – более зрелые с измеренными R_0 от 0,7 до 1,3 %. Согласно рис. 1 и 3 породы верхнего альба находятся на самой ранней стадии зрелости с $R_0 = 0,5-0,7$ %. В отношении более древних пород необходимо принимать во внимание различие в представлениях об истории развития бассейна Кот д'Ивуар. По одним представлениям предполагается, что рифтогенез начался 110 млн. лет назад и весь рифтовый комплекс представлен альбской толщей. По нашим результатам, рифтогенез зародился 144 млн. лет назад и рифтовый комплекс представлен тремя толщами: неокомской, баррем-аптской и

альбской. В этом случае то, что согласно первым представлениям называется средним альбом, будет соответствовать апт-барремскому периоду и согласно рис. 1 и 2 характеризуется R_0 от 0,7 до 1,3 %, т.е. в настоящее время эти породы в основном являются нефтегенерирующими. Вместе с тем породы неокомского комплекса в районе скв. IVCO-2 находятся в зоне генерации жирного и сухого газов, в районе остальных трех скважин – в основном в пределах зоны генерации жидких углеводородов.

Степень зрелости органического вещества сеноманских пород, оцененная измеренными значениями R_0 , варьирует от 0,45 до 0,6 %. Такие низкие ее величины подтверждаются другими геохимическими методами, включая определение параметра T_{max} и

хроматографию экстрактов пород. Более молодые породы (возрастов маастрихт и третичного) являются незрелыми (см. рис. 1, 3). Перспективность этих пород как материнских практически нулевая из-за низкой степени зрелости.

Таким образом, по условиям созревания органического вещества основные перспективы формирования месторождений жидких и газовых углеводородов в бассейне Кот д'Ивуар могут быть связаны только с материнскими породами рифтового комплекса. Заметная генерация жидких углеводородов в основании этого комплекса могла начаться еще в альбе, а для площади скв. IVCO-2 – даже раньше. Поэтому особое внимание следует уделить вопросу формирования резервуаров, ловушек и покрышек в породах верхнего мела и кайнозоя, проследив пути миграции к ним жидких и газовых углеводородов от материнских пород рифтового комплекса.



Вниманию читателей !

В издательстве «Нефтяное хозяйство» вышла книга, посвященная 100-летию В.Н. Щелкачева

Щелкачев В.Н. Дорога к истине. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 304 с.

Книга посвящена столетию крупного российского ученого в области разработки нефтяных месторождений, прекрасного педагога, профессора Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина Владимира Николаевича Щелкачева, известного своими трудами по подземной гидродинамике, анализу и обобщению мирового опыта разработки нефтяных месторождений.

Предлагаемая книга содержит очерк о жизни и деятельности В.Н. Щелкачева, его личные воспоминания, письма, а также воспоминания о Владимире Николаевиче его учеников, коллег и друзей. Издание богато иллюстрировано фотографиями из семейных архивов В.Н. Щелкачева и его учеников.

В воспоминаниях ученого содержится интересный рассказ о детстве и юности; даны портреты профессоров-математиков Московского государственного университета - Д.Ф. Егорова, Н.Н. Лузина, Н.Н. Бухгольца, Л.С. Лейбензона и других; описаны первые шаги советской высшей школы, жизнь и быт москвичей, религиозная жизнь Москвы в 1920-х годах; показаны картины жизни и быта политических заключенных и ссыльных рubeжа 1920-х – 1930-х годов и многое другое.

По вопросам приобретения книги обращаться в издательство «Нефтяное хозяйство». Конт. телефон: (495) 730-07-17 (Евдошенко Юрий); e-mail: editor3@oil-industry.ru



Совершенствование технологии вскрытия сложнопостроенных коллекторов на этапе заканчивания скважин строительством

Р.С. Хисамов, Р.Р. Хузин, В.С. Тимиров
(ОАО «Татнефть»)

Perfection of technology of complexly constructed reservoirs at a stage of wells completion by construction

R.S. Khisamov, R.R. Khuzin,
V.S. Timirov (Tatneft OAO)

Степень повреждения продуктивной части разреза на этапе заканчивания скважины строительством определяется суммарным воздействием на коллектор всех технологических процессов данного этапа. Определенная степень загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП) устанавливается при его первичном вскрытии. Дальнейшие технологические операции могут либо не изменить это состояние, либо еще более повредить коллектор.

На этапе первичного вскрытия пластов бурением изменение фильтрационных свойств околоскважинного пространства обусловлено формированием зоны коагуляции, промытой зоны и зоны проникновения в пласт фильтрата бурового раствора. Это приводит к развитию в пласте физико-химических процессов: набуханию глинистых минералов; сужению поровых каналов; образованию эмульсий и нерастворимых осадков. Разобщение пластов, особенно когда его выполняют в один этап с подъемом цемента до устья, обуславливает раскрытие микротрещин в призабойной зоне пласта и их цементирование.

Степень воздействия указанных процессов на состояние призабойной зоны при вскрытии пласта различна и зависит от физико-химических свойств бурового раствора и пластовой жидкости, перепада давления в системе скважина – пласт, коллекторских свойств продуктивного пласта. Состояние призабойной зоны после вскрытия определяется фильтрацией бурового и цементного растворов, их фильтратов, твердых частиц в коллектор и физико-химическими процессами, протекающими в пласте.

Ухудшение проницаемости призабойной зоны обычно оценивают скин-эффектом. Его происхождение объясняется наличием зоны пониженной проницаемости вокруг ствола скважины, возникшей в результате загрязнения частицами бурового раствора или его фильтратом, а также отрицательного влияния других технологических жидкостей, применяемых при заканчивании и освоении скважин. Развитию скин-эффекта способствует неправильная технология заканчивания скважин. Несмотря на то, что зона «загрязнения» имеет небольшие размеры (от десятков сантиметров до нескольких метров), она может быть причиной значительного снижения продуктивности скважин.

Коагуляция околоскважинного пространства ухудшает фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) незначительных по размерам прискважинных зон. Однако именно указанные зоны существенно влияют на гидродинамическое сопротивление потока нефти или газа при движении их из пласта в скважину. При этом для преодоления гидродинамических сопротивлений необходимо создание соответствующих градиентов давлений

Laboratory core examination of the polymeric mud solution filtrate effect on the permeability are carried out. Models of the polymeric mud solutions filtrates, applied at Tatneft OAO oilfields, are used. Dependences of a degree of permeability repair for oil from a ratio of a water saturation before and after treatment by the mud solution filtrates are considered.

при освоении, что не всегда удается выполнить из-за ограниченных энергетических возможностей пласта и типа пластового флюида. В результате фазовая проницаемость, например для газа, может снижаться в 16-23 раза.

Многообразие геологических, технических, физических особенностей бурения скважин не позволяет в настоящее время создать универсальный метод вскрытия продуктивных пластов. Поэтому совершенствование процесса вскрытия продуктивных пластов осуществляется по нескольким направлениям: изыскание новых видов химических реагентов для обработки буровых растворов и специальных добавок для временной коагуляции поровых каналов в пласте; создание буровых растворов, жидкая фаза которых по своим свойствам соответствует пластовым флюидам; разработка методов вскрытия продуктивных горизонтов без избыточного давления на пласт.

Наиболее распространенными являются буровые растворы на водной основе: глинистые, полимерглинистые и полимерные. Влияние буровых растворов на водной основе на проницаемость ПЗП зависит от типа и состава применяемых систем. Анализ результатов вскрытия пластов с промывкой глинистым раствором на месторождениях Татарстана показывает, что его применение увеличивает сроки освоения скважин в среднем на 30-35 % и снижает начальные дебиты на 15-40 %. Так, вследствие высокой водоотдачи данного раствора в ПЗП образуются значительные неоднородные зоны проникновения, где водонасыщенность может увеличиваться до 50-60 % объема пор, а нефтенасыщенность – снижаться до остаточной. Проникновение глинистых частиц в пласт, глубина которого определяется соотношением размеров пор и твердой фазы глинистого раствора, способствует формированию зоны коагуляции, снижающей проницаемость наиболее проницаемых интервалов пласта.

Таблица 1

Номер раствора	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		Водонасыщенность, %		Объем прокачиваемой нефти после обработки фильтрами поровых объемов/ эффективных поровых объемов	Степень восстановления проницаемости, %	
	для воздуха	для нефти		до обработки			после обработки
		до обработки	после обработки				
1	1010	123	43,4	5,0	30,5	15,4/23,9	35,3
	853	97	37	5,7	23,5	25,1/37,4	38
	488	50,4	17,6	7,6	28,8	16/24,1	34,9
	382	61,8	18,6	13,1	29,7	16,6/28,3	30,1
	117	9,9	4,4	24,1	31	11,7/26,6	44,4
	102	3,4	2,6	28,7	28,7	37,4	11,4/29
2	1053	286	20	4,0	27,2	9,9/15,4	7
	887	216	17,9	4,6	18,9	19,8/28,9	8,3
	877	251	22,3	7,6	28,4	10,8/16,6	8,9
	405	18,2	6,3	9,2	21,2	15,7/24,5	34,6
	100	5,5	1	22,3	23	8,9/16,7	18,2
	106	6,7	1,54	22,2	22,2	27,6	10,8/23,6
3	941	55,5	10,6	5,0	35,3	10,7/16,7	19,1
	911	32,6	6,8	4,6	30,0	9,4/13,5	20,9
	434	21	3,04	12	24,7	11,0/18,3	14,5
	404	12,5	3,56	12	30,7	14,3/23,4	28,5
	142	4,76	0,9	17,6	31,9	15,0/29,2	18,9
	121	3,31	1,23	19,4	19,4	29,1	15,0/30,9

В настоящее время в ОАО «Татнефть» и других нефтяных компаниях Татарстана, кроме традиционно используемых глинистых растворов, имеется значительное число рецептур, многие из которых разработаны в ТатНИПИнефти. Однако выбрать оптимальный состав применительно к конкретным геологическим условиям формирования залежи нефти без проведения лабораторных исследований фильтрационных процессов на керне затруднительно.

С целью определения степени влияния разработанных и применяющихся буровых растворов на фильтрационные свойства пород на керновом материале проведены лабораторные исследования влияния фильтра полимерного бурового раствора на проницаемость. Для исследования подбирались коллекция образцов пород высокой, средней и низкой проницаемости. Модель нефти для фильтрации через образцы керна готовилась на основе поверхностной обезвоженной нефти, отобранной на устье скважины. Разбавление нефти до вязкости, близкой к пластовой, осуществлялось очищенным на колонке с силикагелем керосином. Измерялись плотность и вязкость приготовленной модели нефти. В данной статье рассмотрены модели фильтратов полимерных буровых растворов, применяемых на месторождениях ОАО «Татнефть».

Результаты экспериментов по определению степени восстановления проницаемости для нефти, полученные на образцах керна для фильтратов трех типов буровых растворов (безглинистого полимерного – раствор № 1, полимерного со «сшитым» (стабилизированным) ПАА – раствор № 2 и полимерного с крахмальным реагентом на основе пластовой девонской воды – раствор № 3), приведены в табл. 1. Для более наглядного сравнения влияния фильтратов на проницаемость пород, т.е. на степень восстановления проницаемости для нефти, были построены зависимости сте-

пени восстановления проницаемости для нефти как от проницаемости при начальной водонасыщенности (рис. 1), так и от увеличения водонасыщенности после обработки фильтрами относительно начальной (рис. 2). Из табл. 1, рис. 1, 2 видно, что после обработки фильтратом бурового раствора проницаемость для нефти снижается, причем наименее значительно в образцах низкой проницаемости для воздуха или для нефти при начальной водонасыщенности. Это связано с тем, что в образцах низкой проницаемости относительное увеличение водонасыщенности после обработки фильтрами меньше, чем в образцах высокой и средней проницаемости. Конечная фильтратонасыщенность не зависит от ФЕС пород и колеблется в довольно узком диапазоне – от 25 до 35 % порового объема.

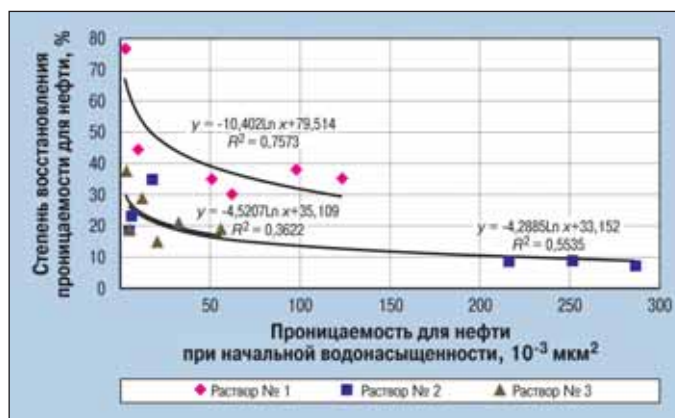


Рис. 1. Зависимость степени восстановления проницаемости для нефти после обработки фильтрами буровых растворов от проницаемости для нефти при начальной водонасыщенности

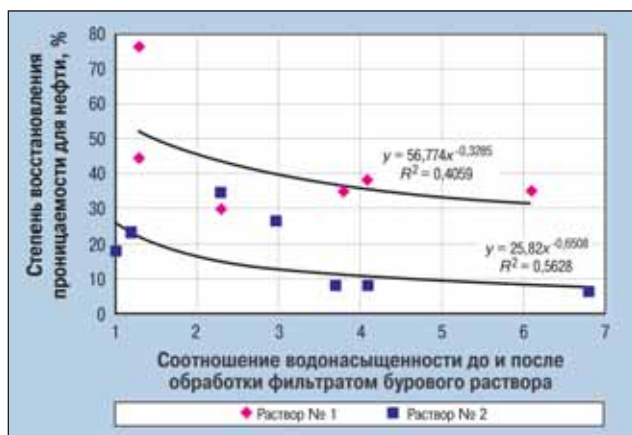


Рис. 2. Зависимость степени восстановления проницаемости для нефти от соотношения водонасыщенности до и после обработки фильтратами буровых растворов

Данный механизм существенно отличается от механизма взаимодействия фильтрата глинистого бурового раствора с породой, при котором коагуляция порового пространства происходит в результате проникновения глинистых дисперсных частиц в породу. Поэтому в случае фильтрации глинистого раствора степень восстановления проницаемости для нефти возрастает с улучшением ФЕС породы, а для низкопроницаемых пород снижение проницаемости для нефти в большей степени необратимо. Эти результаты, полученные в лаборатории петрофизики ТатНИПИнефти, свидетельствуют о том, что наименьшими коагулирующими свойствами из трех испытанных растворов с добавками полимеров обладает раствор ПАА без шивки (раствор № 1). Шивка ПАА изменяет механизм коагуляции с водополимерного на полимерно-дисперсный и увеличивает коагуляцию. Коагулирующие свойства растворов № 2 и № 3 оказались примерно одинаковыми при скорости фильтрации нефти 1 м/сут.

На рис. 3 приведены зависимости проницаемости для нефти от остаточной водонасыщенности для трех типов буровых растворов. К каждой кривой проведены касательные линии и в точке пересечения, разделяющей кривую на две составляющие, проведена линия, параллельная оси ординат. Левая ветвь кривой характеризует изменение проницаемости для нефти при небольших значениях остаточной водонасыщенности, а правая – при высоких значениях водонасыщенности. Вертикальная линия, проведенная через точку пересечения касательных линий, разделяет поле рисунка на две области. Первая область (на рисунке заштрихована) является допустимой областью применения растворов на водной основе, где проницаемость снижается в 2-3 раза. Во второй области, где проницаемость уменьшается в 6-20 раз, применение буровых растворов на водной основе неэффективно без проведения дополнительных мероприятий по предупреждению глубокого проникновения фильтрата бурового раствора в ПЗП.

Для выявления определенной зависимости влияния типа бурового раствора на добычные показатели скважин Дачного месторождения при вскрытии продуктивного интервала башкирского яруса были проведены испытания полимерного и полимермелового буровых растворов. С учетом геологических особенностей месторождения ОАО «Идел-Ойл» был выполнен многофакторный анализ влияния на коллекторские свойства пласта типа

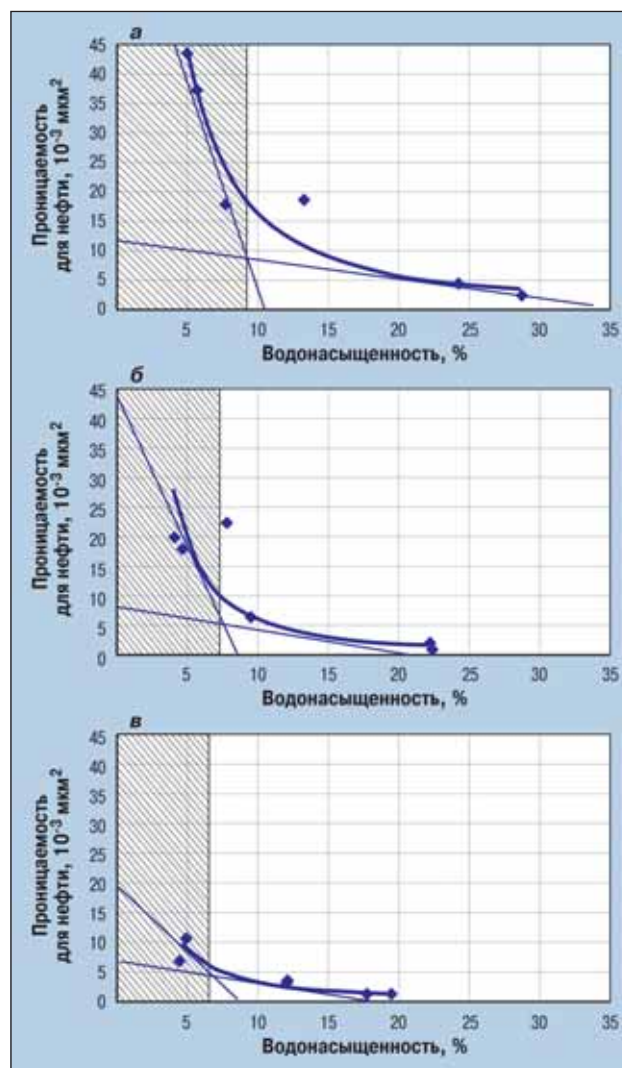


Рис. 3. Зависимость проницаемости для нефти от водонасыщенности при использовании раствора № 1 (а), № 2 (б) и № 3 (в)

бурового раствора, применяемого при вскрытии отложений башкирского яруса. Проанализированы результаты по 24 скважинам, находящимся в пределах одной залежи (табл. 2). При вскрытии продуктивного интервала башкирского яруса применялись полимерный буровой раствор (ПР) – в 12 скважинах, полимермеловой буровой раствор (ПМР) – в 7 скважинах, глинистый раствор (ГР) – в 3 скважинах, естественная водная суспензия (ЕВС) – в 2 скважинах.

В результате анализа было выявлено, что наибольший удельный дебит нефти (0,5 т/(сут·м)) получен по скважинам, пробуренным с использованием полимермелового бурового раствора, по остальным скважинам удельные дебиты нефти распределились в следующем порядке: пробуренным с промывкой ПР – 0,4 т/(сут·м), ЕВС – 0,25 т/(сут·м), ГР – 0,22 т/(сут·м).

Преимущество полимермелового раствора по сравнению с полимерным для бурения в карбонатных отложениях заключается в наличии у ПМР химически активной твердой фазы, которая создает искусственный защитный экран и снижает отрицательное воздействие бурового и цементного растворов. На стадии освоения защитный экран удаляется кислотным составом.

Таблица 2

Предприятие, осуществляющее технологическое сопровождение	Объект испытания	Средняя эффективная толщина, м	Число скважин	Тип бурового раствора	Плотность раствора, г/см ³	Начальный дебит, т/сут	Начальная удельная продуктивность, т/(сут·МПа)	Текущий дебит, т/сут	Текущая удельная продуктивность, т/(сут·МПа)	Накопленная добыча нефти на 01.07.02 г.	Время работы, сут	Амплитудный дебит на одну скважину, т/сут
Карбонатные коллекторы												
ЗАО «Нефтебур-технология»	Башкирский	3,1	1	Полимерсолевой	1,12	15	48	15	48	10846	770	14,1
ТатНИПИнефть	Башкирский	9,1	3	Низкомолекулярный полимерный	1,02 – 1,03	14,3	16	15	16	18058	1796	10,1
ЗАО «Нефтебур-технология»	Верей-башкирский	5,7	9	Высокомолекулярный полимерный	1,02 – 1,03	6,6	12	4,1	8	2804	560	5,0
ТатНИПИнефть	Башкирский	4,3	3	Высокомолекулярный полимерный	1,02 – 1,04	5,7	13	4,5	11	3048	727	4,2
ТатНИПИнефть	Верей-башкирский	7	6	Малоглинисто-полимерный	1,08 – 1,12	5,5	8	4,3	6	11396	2719	4,2
ТатНИПИнефть	Башкирский	7,8	3	Малоглинистый полимерный на крахмальной основе	1,06 – 1,08	5,3	7	5,4	6	1190	296	4,0
ООО «Татнефть-Бурение»	Верей-башкирский	11,5	4	0,2 %-ный раствор ПАВ (неонол Аф 9/12)	1,0	4,3	5	2,9	3	4738	1648	2,9
ОАО «Кварц»	Верей-башкирский, турнейский	10,5	4	Глинистый с добавкой гидрофобного мелкодисперсного полисила	1,16	3,1	3	3,5	3,3	-	-	3,1
		12,0	3			8,3	7	9,7	8	-	-	8,3
Терригенные коллекторы												
ЗАО «Татех»	Кыновский	4,5	1	Полимерглинисто-калиевый (5,5 %)	1,16	17	38	16	36	17610	1288	13,6
ЗАО «Нефтебур-технология»	Тульско-бобриковский	2,8	2	Высокомолекулярный полимерный	1,02-1,03	5,8	21	4,0	14	5364	880	6,1
ТатНИПИнефть	Бобриковский	1,4	2	Высокомолекулярный полимерный	1,02	5,0	43	3,8	27	1646	418	3,9
ОАО «Кварц»	Бобриковский	2,7	2	Глинистый с добавкой гидрофобного мелкодисперсного полисила	1,16	7,1	26	11,8	44	-	-	8,1

Применение полимерных меловых буровых растворов при первичном вскрытии продуктивных пластов в сложнопостроенных коллекторах увеличивает дебит скважин на 30 % по сравнению с дебитами скважин, пробуренных с промывкой глинистым буровым раствором.

Таким образом, при подборе рецептуры бурового раствора для низкопродуктивных коллекторов наряду с начальной проницаемостью для нефти необходимо учитывать начальную водонасыщенность, которая в итоге определяет изменение проницаемости для нефти после воздействия бурового раствора.

Список литературы

1. Поляков В.Н., Шарипов А.У., Кабиров Б.З. Эффективность вскрытия и методов оценки сложнопостроенных продуктивных пластов при бурении и опробовании глубоких разведочных скважин. – Тюмень: ЗапСиббурНИПИ. – 1990.
2. Результаты опытно-промышленных работ по использованию безглинистых растворов для вскрытия горизонтов с трудноизвлекаемыми запасами нефти/ Н.Г. Билялов, Л.С. Сидоров, Р.Р. Хузин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 12. – С. 45.
3. Опыт использования полимерных буровых растворов при заканчивании скважин на месторождениях Татарстана/ Р.Р. Хузин, М.Ф. Каримов, Н.И. Рылов и др. // Всероссийская научно-практическая конференция «Разработка, производство и применение химреагентов для нефтяной и газовой промышленности». – М., 2002. – С. 267.
4. Хузин Р. Р., Мусин К.М., Львова И. В. Лабораторное моделирование на кернах с целью оценки влияния на фильтрационные свойства пласта применяемых при первичном вскрытии полимерных буровых растворов // Тр. ин-та/ ГУУП НИИнефтеотдача. – Уфа: Монография, 2003. – Вып. 4.
5. Хузин Р.Р. Повышение эффективности технологий заканчивания скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами. – М.: Недра, 2006. – 151 с.



Повышение эффективности бурения за счет совершенствования техники и технологии освоения скважин в ОАО «Удмуртнефть»

А.Н. Харлов (ОАО «Удмуртнефть»),
А.А. Прудников, К.В. Кудашов
(ОАО «НК «Роснефть»)

Increase of drilling efficiency due to perfection of wells completion design in Udmurtneft OJSC

A.N. Kharlov (Udmurtneft OJSC),
A.A. Prudnikov, K.V. Kudashov (Rosneft Oil Company OJSC)

Несмотря на то, что ОАО «Удмуртнефть» является недропользователем ряда новых участков (например, Карсовайского месторождения), значительный потенциал увеличения добычи связан с освоением неразбуренных участков месторождений, разрабатываемых продолжительное время. В 2007-2008 гг. ОАО «Удмуртнефть» возобновило бурение на краевых участках месторождений, основной период разбуривания которых приходился на 1970-1990 гг. Одним из них является Мишкинское месторождение.

Общие сведения о Мишкинском нефтяном месторождении

Это месторождение приурочено к структуре, являющейся частью Киенгопского вала, осложняющего строение северного борта Камско-Кинельской системы прогибов. Его размеры 20×10 км. Остаточные извлекаемые запасы нефти, связанные с основными продуктивными пластами московского, башкирского, визейского и турнейского ярусов, на 01.01.08 г. составляли 43 млн. т. В 2006 г. на месторождении был добыт 1 млн. т нефти. До начала бурения новых скважин в 2007 г. дебит нефти составлял 2650 т/сут, в августе 2008 г. после ввода девяти новых скважин – превысил 2700 т/сут.

Целевым объектом бурения является верейский горизонт московского яруса, представленный двумя-тремя пластами пористых карбонатов, разделенных пластами непроницаемых аргиллитов. Характеристика продуктивных пластов приведена ниже.

Средняя глубина залегания, м	1170
Средняя суммарная нефтенасыщенная толщина, м	6
Средняя пористость, %	18,7
Средняя абсолютная проницаемость, мкм ²	0,198
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	18,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	16,4
Пластовая температура, °С	23
Начальное пластовое давление, МПа	12,1

Бурение на месторождении осуществлялось с 1976 г. и к 1996 г. было пробурено 450 добывающих скважин. В 1996 г. бурение на новых участках месторождения прекратили. Мишкинское месторождение разрабатывается с применением площадного заводнения и обращенного семиточечного элемента с расстоянием между скважинами 500 м. Основная часть была освоена к 1996 г. Средний дебит новых скважин составлял 2-10 т/сут (рис. 1).

Подготовка программы бурения на неосвоенных участках

В 2007 г. на основании анализа геологического строения и результатов разработки залежи было решено вернуться к бурению скважин на Мишкинском месторождении. Основная задача, поставленная перед геологической службой ОАО «Удмуртнефть», – снизить риски неподтверждения геологического строения в зоне бурения, а также максимально повысить продуктивность скважин. Главным

Development of technologies of new wells completion in Udmurtneft OAO by the example of Mishkinskoye oilfield is considered. It is marked, that perfection of wells finishing technologies and well-bottom zone treatment has allowed to increase essentially the efficiency of productive carbonate deposits drilling-in at preservation of economic efficiency of new wells drilling in the older oil-producing region.

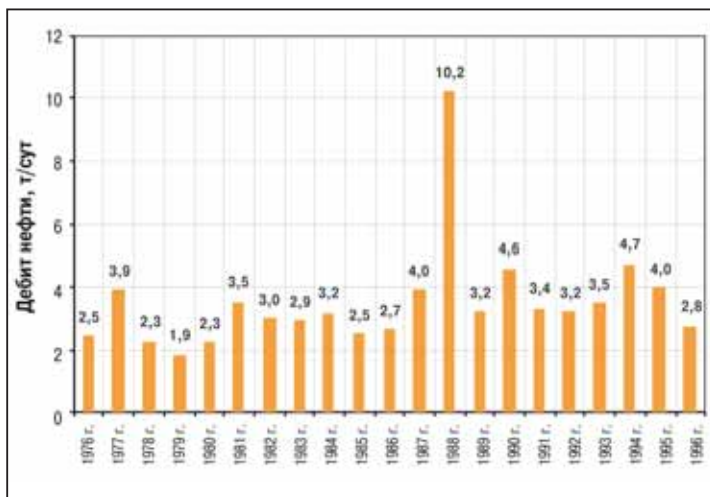


Рис. 1. Средний дебит новых скважин Мишкинского месторождения в 1976-1996 гг.

условием было сохранение экономической эффективности программы бурения. Исходя из сложившейся ситуации на рынке, были определены граничные значения продуктивности скважин, обеспечивающие экономическую эффективность – дебит нефти не ниже 13 т/сут. При проектировании первых скважин планировались начальные дебиты не менее 15 т/сут.

На этапе планирования бурения требовалось рассмотреть следующие основные вопросы:

- неопределенность структурного плана и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта;

- энергетическое состояние неразбуренных участков залежи;
- увеличение продуктивности скважин.

Снижение геологических рисков

Структурный план Мишкинского месторождения построен по результатам 2D сейсморазведки плотностью 0,5 км/км² и данным бурения разведочных скважин. Поскольку проведение дополнительных сейсморазведочных работ не планировалось, необходимо было на основе имеющейся информации выбрать участки с минимальным риском резкого изменения структуры. По результатам анализа геологических данных было принято, что наиболее перспективным является участок восточной окраины основного Воткинского поднятия, где предполагалось поднятие структурного плана. Ожидалось, что на этом участке бурения все три пласта верейского горизонта (В-II, В-IIIa, В-IIIb) будут расположены значительно выше водонефтяного контакта (ВНК). Так как пласты верейского горизонта с определенным допущением однородны по ФЕС, ожидалось, что диапазон изменения ФЕС будет такой же, как установленный на прилегающих участках залежи с эксплуатационным бурением.

Энергетическое состояние залежи выбранного участка

Определенные опасения вызывало пластовое давление на участке планируемого бурения. Принято считать, что законтурная водонасыщенная зона верейских объектов имеет низкие ФЕС и не обеспечивает существенной компенсации отборов из нефтяной части залежи закачкой. В связи с этим запас пластовой энергии в карбонатных поровых коллекторах верейских горизонтов незначителен. Опыт показал, что разработка объектов на естественном режиме неэффективна и непродолжительна.

В связи с тем, что новые скважины планировалось пробурить на расстоянии 400 м от действующих добывающих скважин, являющихся внешним рядом элементов нагнетания, энергетическое состояние участка требовало тщательного анализа. Возникли вопросы, связанные с определением распространения воронок депрессии от работающих скважин, их влияния на процессы бурения, освоения, дальнейшую эксплуатацию новых скважин. Для уточнения пластового давления был проведен расчет на основе метода материального баланса. Он показал, что пластовое давление на данном участке в целом снизилось незначительно, что в первую очередь связано со значительным размером неразбуренной зоны.

Обеспечение требуемой продуктивности скважин

Предпосылкой для реализации данного проекта являлось увеличение продуктивности скважин. Продуктивность скважин, полученная по результатам бурения в предыдущие годы, ставила под сомнение свойства пласта и пластовых флюидов, определенные лабораторным путем. Однако анализ результатов бурения и эксплуатации скважин, гидродинамические исследования и расчеты параметров притока в действующих скважинах подтвердили значения параметров пласта и пластовых флюидов, а также существенное влияние скин-фактора на продуктивность скважин, связанное с повреждением призабойной зоны за счет проникновения фильтрата бурового раствора.

Оказалось, что скин-фактор изменяется в широких пределах (от 4 до 14) и в целом имеет положительные значения. Данные значения были получены после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ), прежде всего кислотных обработок различных модификаций, в процессе эксплуатации скважин спустя различные периоды времени после пуска скважин в эксплуатацию. После ввода скважин из бурения скин-фактор, как правило, был еще выше.

При освоении новых скважин для обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта, как правило, применялись солянокислотная ванна либо солянокислотное воздействие в щадящем режиме из расчета 0,5 м³ 12%-ной соляной кислоты на 1 м перфорации. После этого положительный скин-фактор достигал нескольких десятков еди-

ниц. Таким образом, стало очевидно, что подход к освоению скважин требует серьезного пересмотра и является наиболее важным фактором, влияющим на успешную реализацию проекта.

Несмотря на то, что часть вопросов была решена на этапе планирования, с целью снижения оставшихся рисков приняли решение реализовать проект поэтапно: пробурить 2 скважины в 2007 г. и по результатам – 13 скважин с трех кустовых площадок в 2008 г.

Совершенствование техники и технологии освоения скважин

Карбонатные породы достаточно чувствительны к кислотным обработкам. Принято считать, что кислотная обработка призабойной зоны карбонатного коллектора существенно повышает продуктивность скважины. В большинстве случаев, за исключением коллекторов низкой проницаемости (менее 0,01 мкм²), для повышения продуктивности не требуется применения более сложных методов (например, кислотного гидравлического разрыва пласта).

При освоении скважин на Мишкинском месторождении обработки призабойной зоны соляной кислотой являются стандартной операцией. Анализ накопленного опыта бурения и освоения скважин показал, что на эффективность кислотных обработок влияют следующие факторы:

- наличие кольматанта (фильтрата бурового раствора) в призабойной зоне пласта;
- качество заколонного разобщения пластов (цементирования);
- площадь контакта с породой, обеспечиваемая перфорацией;
- сохранение качества кислотного состава при доставке в пласт;
- взаимодействие с пластовым флюидом.

Указанные факторы затрагивают все этапы строительства скважины – от первичного вскрытия продуктивных отложений до освоения скважины.

Первичное вскрытие продуктивных горизонтов

Первичное вскрытие продуктивного пласта вплоть до 90-х годов двадцатого столетия проводилось с промывкой технической водой. В результате этого, а также недостаточной очистки бурового раствора образовывалась глубокая зона проникновения бурового раствора и происходило загрязнение пласта твердой фазой – выбуренной породой. Применение биополимерного раствора (МКПБР) при первичном вскрытии продуктивного пласта снижает проникновение фильтрата в пласт. Это уменьшает загрязнение призабойной зоны и увеличивает эффективность кислотных обработок, так как система кислота – кольматант – пластовый флюид – порода упрощается до системы кислота – пластовый флюид – порода, что позволяет также упростить состав композиции, применяемой для обработки.

Крепление эксплуатационной колонны

Наличие в разрезе близко расположенных пластов с различными свойствами и характером насыщения снижает эффективность кислотной обработки даже при использовании пакерных компоновок за счет перетока кислоты по заколонному пространству. При этом эффект от воздействия на пласт будет существенно уменьшен. Самым неблагоприятным результатом обработки является образование канала в цементном камне от интервала перфорации до водонасыщенного пласта и, как следствие, обводнение скважины. Отмеченное особенно важно в связи с началом проведения кислотных обработок при больших скоростях прокачки кислоты в пласт, что часто возможно только при значительном повышении давления закачки. Таким образом, увеличение интенсивности проведения обработок призабойной зоны предъявляет более жесткие требования к качеству крепления эксплуатационной колонны и разобщению пластов в разрезе, вскрытом скважиной.

Для исключения риска заколонного перетока кислоты к водонасыщенным интервалам было принято решение об изменении конструкции скважины и установке в интервалах непроницаемых

перемычек между продуктивными и водоносными пластами за колонных гидравлических проходных малогабаритных пакеров ППМ-146/127 производства ООО НТЦ «ЗЭРС». Кроме того, было решено применять расширяющую добавку к цементу с целью улучшения качества цементирования. Эти мероприятия позволили повысить качество разобщения пластов в разрезе, а также снять ограничения по давлению и скорости прокачки при кислотной обработке с применением двухпакерной компоновки.

Вторичное вскрытие продуктивных горизонтов (перфорация)

Традиционно вторичное вскрытие продуктивного пласта в ОАО «Удмуртнефть» проводилось путем кумулятивной перфорации зарядами ПК-103, ПК-105 с плотностью перфорации 20-30 отв/м. Снижению скин-фактора способствует как плотность, так и глубина каналов. Однако, как показано выше, положительные значения скин-фактора свидетельствуют о недостаточном качестве вскрытия продуктивных горизонтов кумулятивными зарядами. В целом основное влияние на эффективность кислотной обработки оказывает площадь контакта кислоты с породой, зависящая от соотношения площади перфорационных отверстий и площади стенки скважины продуктивного пласта, а также от качества вскрытия. Существуют две основные причины, влияющие на эффективность кумулятивной перфорации.

Первая причина связана с неоднородностью продуктивных пластов. По результатам анализа кернового материала пласты верейского горизонта представляют собой переслаивание прослоев различных пористости и толщины. Кроме того, в керне отмечаются высокопористые прослои толщиной до нескольких сантиметров, которые не выделяются по геофизическим исследованиям и могут быть не вскрыты при перфорации кумулятивными зарядами из-за большей дискретности.

Вторая причина – неравномерность проникновения кислоты в пласт через перфорационные каналы, обусловленная различием проницаемости оплавленной поверхности перфорационных каналов. Сопротивление потоку жидкости за счет повреждения поверхности перфорационных каналов очень высоко и существенно влияет на проникновение кислоты в пласт.

При планировании освоения новых скважин на Мишкинском месторождении было решено использовать гидромеханическую целевую перфорацию (ГМЦП). ГМЦП выполняется механическим перфоратором, спускаемым на НКТ и позволяющим проводить одностороннюю резку эксплуатационной колонны и цементного камня с выходом ролика за стенку колонны на 3-4 см. Перфорационная среда – раствор на нефтяной основе. Основная цель перехода на ГМЦП – обеспечение максимальной площади контакта кислоты с породой при последующих обработках.

При проведении опытной ГМЦП выяснилось, что вопреки результатам стендовых испытаний цементный камень в условиях реальной скважины полностью не вскрывается. Было решено применять солянокислотную ванну без продавки в пласт с целью растворения цементного камня в интервале щелевой резки после ГМЦП. При этом наиболее эффективным оказалось использование 24%-ной соляной кислоты объемом, позволяющим за определенное число циклов прокачки вдоль интервала пласта обеспечить максимальное растворение цементного камня. Данный объем рассчитывался, исходя из массового соотношения соляной кислоты в составе композиции и карбоната кальция в цементном камне.

Обработка призабойной зоны пласта

Так как продуктивный разрез представлен двумя пластами, ОПЗ проводилась отдельно по пластам путем применения двухпакерного оборудования. С учетом особенностей строения пластов-коллекторов и свойств пластовой нефти при выборе технологии ОПЗ из факторов, обеспечивающих оптимальное развитие системы

каналов в ПЗП, были рассмотрены совместимость кислотного состава с нефтью, скорость реакции кислоты с породой, избирательность проникновения кислоты в пласт, объем кислотного состава. Два пласта-коллектора верейского горизонта, слагающие продуктивную толщу, представлены органогенными, органогенно-детритовыми и органогенно-обломочными высокопористыми известняками, достаточно пластичными и незначительно трещиноватыми. Пористость прослоев изменяется от 11 до 23 %. Известняки имеют промежуточную смачиваемость. Угол смачиваемости от 75 до 95°. Нефть вязкая с повышенным содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО).

В условиях месторождений, содержащих высоковязкие нефти, проведение кислотных обработок осложняется образованием нефтекислотной эмульсии. Выполненные для нефти Мишкинского месторождения лабораторные тесты показали высокую устойчивость нефтекислотной эмульсии, образованной товарной соляной кислотой. Кроме того, вязкие нефти способны на стенках пор образовывать экран, препятствующий реакции кислоты с породой.

Для проведения ОПЗ карбонатных пород был выбран комплексный состав КСПЭО-2 производства ЗАО «Полиэкс» (г. Пермь). Данный состав специально разработан для ОПЗ карбонатных коллекторов, включает добавки ПАВ, придающие ему свойства деэмульгатора, гидрофобизатора пористой среды, ингибитора коррозии. Состав обладает повышенной способностью проникать в поровое пространство нефтенасыщенной части коллектора за счет снижения межфазного натяжения на границе КСПЭО – нефть. Были изменены такие параметры ОПЗ, как объем закачиваемого состава на метр толщины пласта-коллектора, давление и скорость закачки кислотного состава. Объем закачки КСПЭО-2 от скважины к скважине последовательно повышался и в последних скважинах составлял 5 м³/м толщины пласта. При ОПЗ выдерживались максимально возможные скорости закачки при устьевом давлении 6-8 МПа. Результаты применения состава приведены на рис. 2.

Кроме того, для повышения эффективности ОПЗ в схему освоения была включена операция по протравке рабочих НКТ перед закачкой кислотной композиции в пласт, чтобы исключить насыщение кислоты ионами железа и предотвратить осаждение в пласте солей железа. Эта операция является стандартной в мировой практике, однако ранее в ОАО «Удмуртнефть» не применялась.

Схема освоения скважин Мишкинского месторождения

Анализ всех факторов, влияющих на эффективность кислотных обработок, позволил сформировать новую схему освоения скважин (рис. 3), которая в настоящее время применяется не только на Мишкинском, но и на других месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Результаты бурения за 2007-2008 гг.

В конце 2007 г. были пробурены две скв. 2365 и 2443. Результат оказался положительным, подтвердились структурное строение залежи на участке бурения, насыщение и другие свойства целевого объекта. Пластовое давление, несмотря на близкое расположение действующего добывающего ряда скважин, оказалось равным первоначальному, после перфорации и кислотной обработки скважины начинали фонтанировать. После спуска скважинных штанговых насосов дебиты скважин превысили значения, рассчитанные на этапе планирования.

По результатам, полученным в 2007 г., было принято решение продолжить бурение на данном участке. С начала 2008 г. пробурено еще шесть скважин (скв. 2366, 2446, 2444, 2447, 1130 и 2379). Средний дебит новых скважин при вводе их в эксплуатацию составил 20,5 т/сут (рис. 4). Свойства пласта (пористость, нефтенасыщенная толщина) в пробуренных скважинах оказались несколько хуже, чем в скважинах, пробуренных в 2007 г. Однако дальнейшее развитие технологии освоения поз-

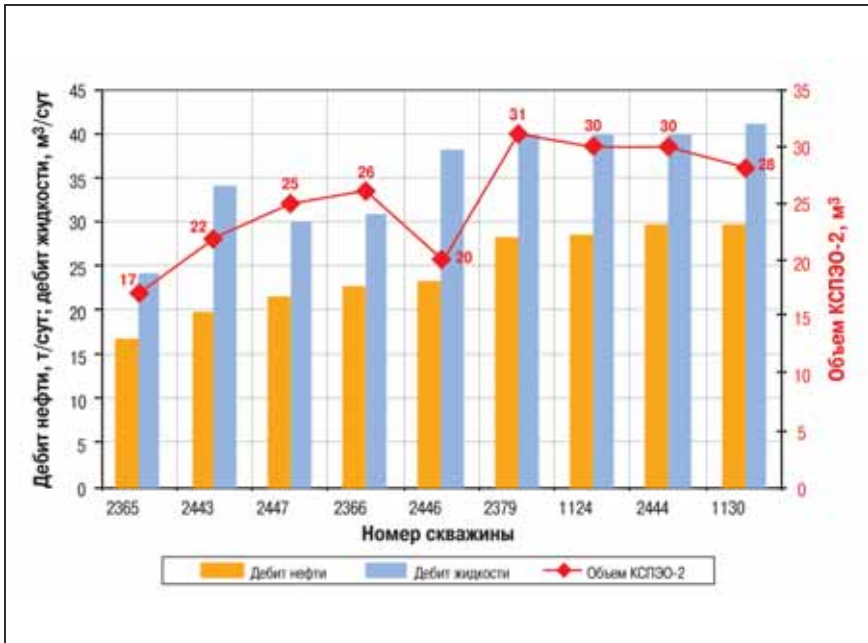


Рис. 2. Зависимость дебита нефти от объема кислотной композиции, закачанной в пласт при обработке



Рис. 3. Новая схема освоения скважин Мишкинского месторождения

волило дополнительно повысить продуктивность скважин по сравнению с ранее введенными скважинами.

Адаптация дебитов пробуренных скважин к параметрам пласта и флюидов путем обратного пересчета по уравнению притока показала, что после проведения кислотных обработок скин-фактор стал равен нулю. По сравнению со значениями скин-фактора действующих скважин прошлых лет он изменился на 9-14.

Таким образом, освоение скважин после бурения является наиболее важной составляющей, обеспечивающей их продуктивность. Основная задача при освоении скважин Мишкинского месторождения – достигнуть максимально возможной эффективности вскрытия целевых горизонтов за счет уменьшения повреждения карбонатных отложений в призабойной зоне фильтратом бурового раствора, качественного разобщения продуктивных пластов, применения кислотных составов, обеспечивающих максимально благоприятные условия для реакции кислоты с породой. Совершенствование технологий заканчивания и освоения скважин способствовало успешному решению данных задач и обеспечило эффективный ввод в разработку краевых зон Мишкинского месторождения.

В дальнейшие планы по развитию технологии освоения скважин ОАО «Удмуртнефть» входит применение потокоотклонителей, растворителей и других составов в комплексе с кислотными обработками. Это позволит повысить привлекательность объектов, эксплуатация которых ранее считалась экономически нецелесообразной.

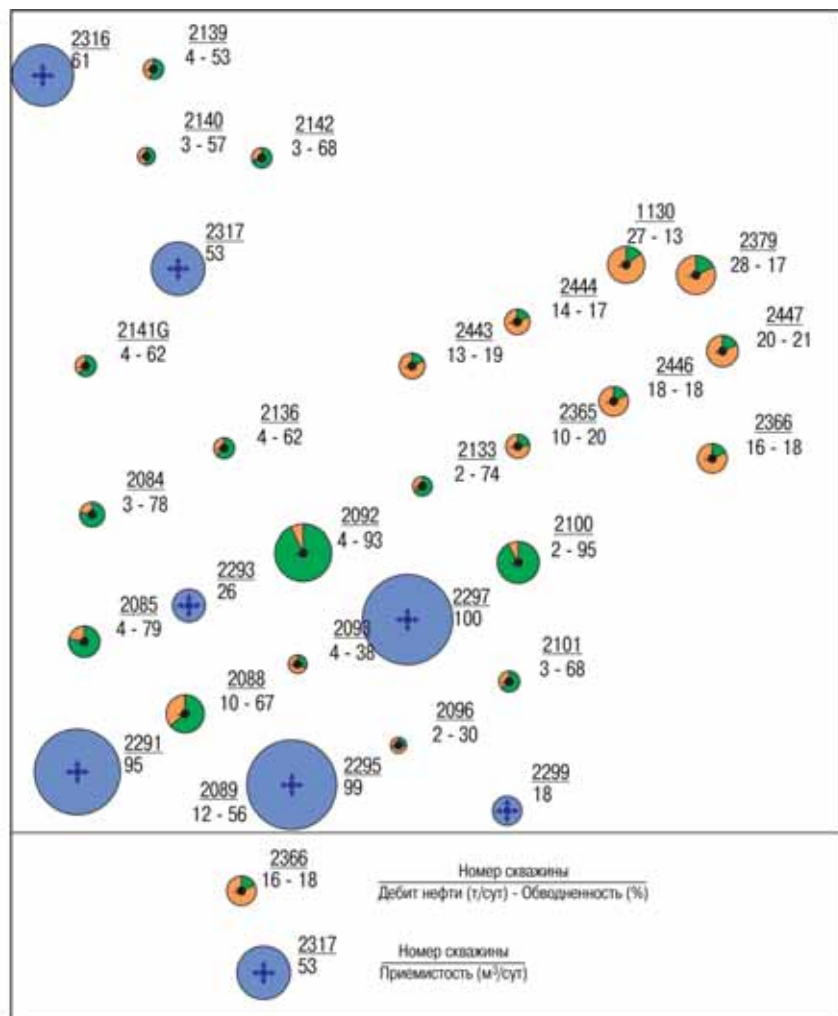


Рис. 4. Карта дебитов, обводненности и приемистости скважин (пластов верейского горизонта) на 01.09.08 г.



Нанотехнологии в геологии и повышении эффективности освоения залежей с трудноизвлекаемыми и остаточными запасами нефти

Р.Х. Муслимов
(Казанский гос. университет)

Nanotechnologies in geology and increase of efficiency of development of deposits with hard-to-recover and residual oil reserves

R.Kh. Muslimov
(Kazan State University)

Основой развития нефтяной промышленности является обеспеченность ее сырьевой базой. В это понятие вкладывается как прирост запасов за счет проведения геолого-разведочных работ (ГРР), так и за счет увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН).

В настоящее время проектные средневзвешенные значения конечного КИН по месторождениям мира составляют 34-36 %, т.е. планируется извлечь 1/3 нефти, а 2/3 оставить в пласте. Примерно такое же положение в России. В Татарстане проектный КИН несколько выше – 0,4, но и здесь диапазон его изменения значительный – от 12 до 60 %. В результате в конце разработки месторождений доля оставшейся нефти может составить 40-88 %.

Проблема увеличения КИН является сложнейшей, особенно для пластов с трудноизвлекаемыми запасами (ТЗН), включающими запасы нефти в низкопроницаемых, глинистых терригенных и исключительно неоднородных карбонатных пластах, нетрадиционных коллекторах, залежах высоковязких нефтей, выработанных месторождениях, техногенно измененных залежах. Даже самые сложные формулы не могут описать процесс вытеснения нефти из пластов, эффективность которого определяется наноявлениями (нанообменными и окислительными процессами, биодеструкцией, фазовыми переходами). Неслучайно профессор Н.Н. Непримеров назвал нефтевытеснение самым сложным из освоенных человеком процессом.

Проведение широкомасштабных научных исследований в области промысловой геологии и разработки нефтяных месторождений (особенно в советский период) позволило создать высокоэффективные системы рациональной разработки нефтяных месторождений, методы их проектирования и практической реализации. Однако по мере открытия новых месторождений с ТЗН и истощения запасов высокопродуктивных месторождений существенно усложнились условия разработки. В конце двадцатого столетия большинство исследователей решение задачи повышения эффективности разработки нефтяных месторождений связало с созданием третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

Опыт показывает, что современные гидродинамические МУН являются основой применения большинства третичных МУН. Дополнение их физико-химическими потокоотклоняющими и другими технологиями на водной стадии разработки, когда сформировались фильтрационные потоки, позволяет получить синергетический эффект. Такой подход рационален на месторождениях, содержащих активные запасы нефти. На объектах с трудноизвлекаемыми запасами МУН и стимуляцию скважин необходимо внедрять с самого начала разработки, так как без них в большинстве случаев не удастся создать доста-

Classification of residual oil reserves and the circuitry of lithologic-geochemical balance in oil – reservoir system are given. Various effect of surface-active substances injection on the oil displacement in different geological conditions is shown. The availability of nanotechnologies for the solution of questions of flooded layers water shutoff is marked.

точно эффективную систему разработки с применением заводнения.

Доля ТЗН в России приближается к 60 %, а в Республике Татарстан уже составляет 80 %. Для их выработки требуются значительно более сложные и дорогостоящие технологии, что снижает рентабельность добычи нефти по сравнению с рентабельностью добычи компаниями, имеющими возможности выбора для разработки наиболее рентабельных участков. Применение традиционных технологий на месторождениях страны ведет либо к низкому КИН при приемлемой рентабельности добычи нефти, либо к низкой рентабельности при приемлемом КИН.

Важнейшей для России является проблема извлечения нефти из техногенно измененных залежей на поздней стадии разработки и остаточных запасов нефти. Применение новых технологий позволяет существенно повысить КИН по старым месторождениям (по сравнению с принятым в проектных документах) и значительно увеличить сроки эксплуатации месторождений на четвертой стадии разработки [1]. Продолжительность этой стадии может достигать 80 % всего периода разработки нефтяного месторождения в зависимости от его геолого-физической характеристики. Таким образом, основной период разработки месторождения – это период добычи высокообводненной нефти, за который с учетом возможного увеличения КИН извлекается существенная доля (30-40 %) всех запасов нефти. Период эксплуатации месторождения, соответствующий общепринятой четвертой стадии, можно было бы назвать основным и к нему применить понятие поздней стадии [2].

В промысловых условиях методами ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) в настоящее время можно определить количество подвижной нефти. Оставшуюся нефть можно считать неподвижной. С учетом данных лабораторных исследований методом ЯМР из неподвижной части можно выделить долю нефти, получаемую дополнительно за счет третичных МУН, и неизвлекаемую долю даже при их применении. При таком подходе запасы разделяются на подвижные (извлекаемые за счет гидродинамических методов), малоподвижные (добываемые за счет комплекса гидродинамических и третичных МУН) и неподвижные (рис. 1) [1].

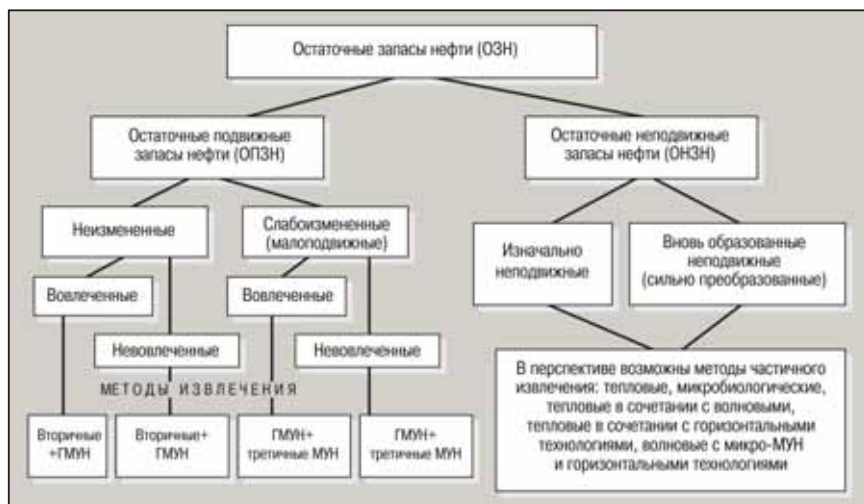


Рис. 1. Классификация остаточных запасов нефти

Исходя из накопленного опыта и появления новых технологий разработки (ГРП, горизонтальное бурение, волновые, микробиологические МУН и др.) необходимо на поздней стадии разработки построить уточненную геолого-гидродинамическую модель залежи, учитывающую снижение кондиционных значений параметров пород-коллекторов, результаты применения более детальных методов изучения неоднородности пластов и техногенное изменение залежей в процессе их длительной эксплуатации с применением заводнения. Все это вместе с созданными методами локализации остаточных запасов нефти позволяет детально установить размещение остаточных запасов, выделив их по отдельным пластам и даже прослоям в мощных заводненных квазимонолитных пластах [2]. Кроме того, необходимо решать сложную проблему извлечения неподвижной части остаточных нефтей запасов, что невозможно без применения нанотехнологий. Знание особенностей наноминералогии и поведения ультрадисперсных систем при многофазной фильтрации позволяет определять механизмы воздействия на наноразмерные явления в нефтяных пластах и создавать нанотехнологии повышения КИН. Используя эти знания и результаты исследования наносоставляющей пласта, можно выявить влияние различных параметров на КИН и выбрать наиболее эффективные для данных условий МУН.

Было установлено, что на КИН существенно влияет тонкодисперсная составляющая (наносоставляющая) нефтяного пласта: глинистые материалы, микритизированный кальцит, тонкодисперсные оксиды и сульфиды [3]. Кроме того, значительно осложняет разработку нефтяных пластов различное поведение глинистой наносоставляющей в пустотном пространстве коллектора с проявлением процессов сорбции и адсорбции тонкодисперсными карбонатами и силикатами используемых реагентов с появлением наноразмерных трубок тонкодисперсного пирита, коагулирующего поровые каналы при использовании сернокислотных и других серосодержащих реагентов.

В настоящее время практически мало изучено воздействие комплекса МУН на минеральную составляющую коллектора – его матрицу. Обычно считается, что последняя является инертной и не подвергается воздействию МУН. Однако анализ процессов разработки ме-

сторождений и проведенные ранее исследования позволяют сделать вывод о том, что природный коллектор углеводородных систем активно реагирует на любое воздействие как на призабойную зону скважин, так и на весь пласт [3]. Для характеристики процессов, происходящих в пласте при воздействии на него, было разработано положение о литолого-геохимическом равновесии в системе нефть – коллектор [4]. Согласно этому положению в системе коллектор – флюид выделяются инертные и активные минеральные фазы. Инертные фазы представлены обломочными зернами для терригенных коллекторов, карбонатными выделениями и скоплениями для карбонатных коллекторов, которые практически не реагируют на методы воздействия на пласт. Активные фазы – это обычно комплекс тонкодисперсных минералов, т.е. минералов наноразмерных величин, которые формируют неустойчивый минеральный комплекс, активно меняющий форму, ориентировку в пустотном пространстве, а также кристаллизующийся в нем при воздействии на пласт (рис. 2). Как показывают проведенные исследования, наноминеральные фазы даже при их незначительных количествах локализуются обычно в местах пережимов поровых каналов либо на стыках обломочных зерен, что нарушает линейность фильтрационных процессов и часто прерывает фильтрацию. При этом влияние активных минеральных фаз коллектора, чаще всего представленных наноразмерными минералами, возрастает на поздних стадиях разработки месторождения [5].

Обладая способностью менять объемные характеристики, глинистые минеральные комплексы являются активными наноминеральными фазами, реагирующими практически на все методы воздействия на пласт. Однако проведенные исследования свиде-

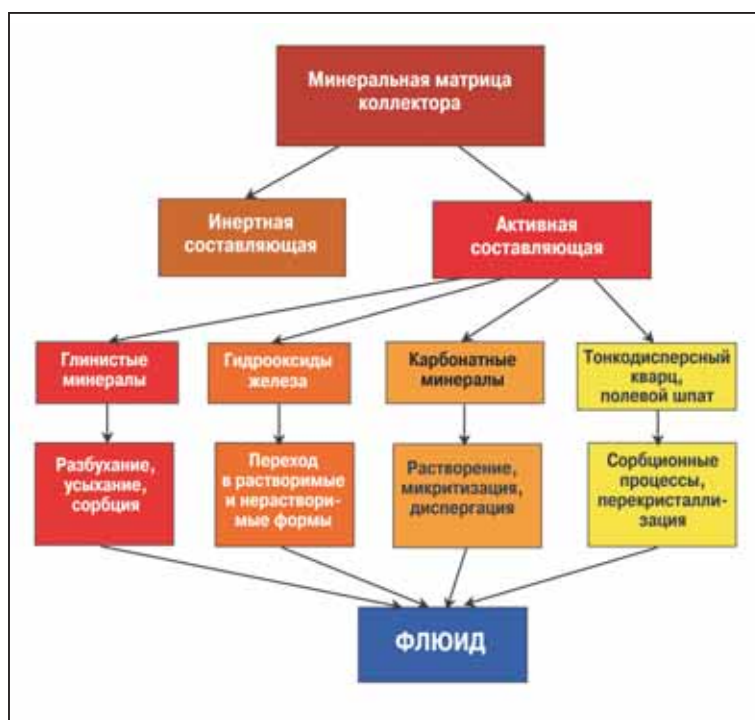


Рис. 2. Схема литолого-геохимического равновесия в системе нефть – коллектор

тельствуют, что нефтеносные формации Волго-Уральского региона включают широкий и разнообразный комплекс глинистых минералов, каждый из которых в связи с их кристаллохимическими особенностями индивидуально реагирует на технологии воздействия на пласт. В частности, коллекторы продуктивных горизонтов девонских отложений (горизонты D_0 и D_1) характеризуются преобладанием ассоциаций глинистых минералов на основе каолинита и гидрослюдисто-смешанослойных комплексов минералов, смешанослойная фаза представлена ассоциацией гидрослюда-сметтит. Терригенные коллекторы каменноугольного возраста характеризуются преобладающим развитием каолинита в составе ассоциаций с подчиненным количеством гидрослюда и смешанослойных фаз. Эти различия в фазовом составе глинистых наноминеральных комплексов должны учитываться при использовании различных методов воздействия на пласт.

На фильтрационные свойства коллектора существенно влияют гидрослюдистые минералы, форма которых в структуре коллектора во многом зависит от водного режима пласта. Такие комплексы обычно формируют нанотрубчатые формы (рис. 3), однако под воздействием воды нанотрубки разворачиваются в пластины, которые могут перекрывать каналы фильтрации, значительно понижая проницаемость.

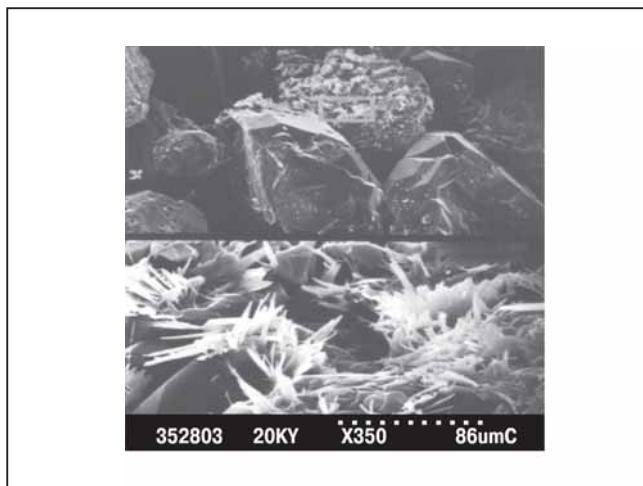


Рис. 3. Нанотрубчатые выделения иллита в межзерновом пространстве коллектора (Ромашкинское месторождение, горизонт D_1 , скв. 20694, интервал 1791-1796 м, увеличение 350х)

Важное направление развития нанотехнологий при разработке пласта связано с управляемым и регулируемым движением в нем тонкодисперсных наносистем, используемых для создания научно обоснованного поля фильтрации в пласте. Оно включает как закачку наноносителей, так и наночистку закачиваемых агентов.

Наноявления смачивания пористых сред и зарядовые взаимодействия в системе нефть – газ – вода – порода проявляются через капиллярный гистерезис смачивания. Происходящие вследствие этого изменения распределения воды и нефти в пласте, динамики обводнения скважин и влияния техногенных воздействий на пласт меняют традиционные технологические решения и позволяют создавать новые нанотехнологии нефтеизвлечения. К нанотехнологиям также относятся технологии, основанные в первую очередь на регулировании зарядовых взаимодействий (технологии регулирования смачиваемости, состояния глин, межфазного массообмена). Кроме того, это технологии регулирования толщины пленок жидкостей на поверхности пород, химического состава подаваемых в скважины агентов, термо-, биотехнологии, технологии на основе применения фи-

зических полей, пен, основанные на наноявлении смачиваемости и регулируемые на наноуровне [6].

Нанотехнологический подход означает целенаправленное регулирование на молекулярном уровне свойств объектов, определяющем их фундаментальные параметры.

Покажем существенно различное влияние закачки ПАВ на вытеснение нефти в разных геологических условиях. Важное значение имеет время протекания ионного обмена, зависящее от структуры глинистых минералов: ионный обмен в каолините происходит почти мгновенно, в монтмориллоните или гидрослюдах – за несколько часов. Ионный обмен приводит к поглощению глинами воды из порового пространства (адсорбции воды) и преобразованию одних минералов в другие, следовательно, и к изменению структуры пористой среды. При этом возможно как сохранение увеличенного объема глинистого цемента на скелете породы, так и отрыв его части (диспергация глин). В обоих случаях не исключаются уменьшение проницаемости коллектора в десятки раз и увеличение объема глинистого цемента в несколько раз.

В Татарстане при проведении исследования воздействия различных неионогенных ПАВ на различные глинистые минералы использовались ПАВ-АФ-6 и АФ-12, характеризующиеся различными массовым и молекулярно массовым распределением и шириной цепей молекул [5]. Воздействие этих ПАВ на минералы группы смектита приводит к внедрению его цепей в межслоевые промежутки пакетов смектита. В результате происходит его разбухание на ширину цепи ПАВ, что регистрируется рентгено-дифрактометрическим методом. В гидрослюдах, где пакеты глинистых минералов связаны крупными катионами (K^+), такое внедрение невозможно, и воздействие ПАВ заключается в вытеснении слабосвязанных молекул воды из промежутков, что приводит к незначительному «усыханию» глинистых пакетов. Здесь применение ПАВ эффективно. Следовательно, использование ПАВ снижает вязкость нефти в поровых каналах, но при этом приводит к существенному разбуханию смектитовых минералов и кольматации каналов фильтрации, что сводит к нулю эффект от воздействия ПАВ на коллектор, содержащий глинистую составляющую данного типа.

Таким образом, эффективность применения ПАВ зависит от состава глин. При различных глинистых составляющих эффект может быть как положительным, так и отрицательным.

Существенную роль в определении нефтеотдачи коллектора играют сульфидные наноминералы, в частности пирит. Воздействие серноокислотных композиций, например алкалирированной серной кислоты (АСК), на коллектор в условиях восстановительного режима пласта приводит к восстановительным реакциям с образованием пирита (FeS_2). При этом очень часто тонкокристаллический пирит локализуется в поровых каналах и их пережимах, создавая пиритовые пробки. В результате происходит кольматация коллектора и прекращение фильтрации. Выделившиеся нанокристаллы пирита имеют октаэдрический габитус и образуют фрамбоиды – почковидные сростания, удалить которые из поровых каналов можно лишь специальными реагентами (рис. 4).

Для учета реакции активных наноминеральных фаз коллектора на физико-химическое воздействие на некоторых месторождениях нефти Волго-Уральской провинции было проведено литолого-технологическое картирование [5], отражающее распределение по площади пласта не только его фильтрационно-емкостных параметров, но и активных наноминеральных фаз и особенностей их локализации. Наличие таких литолого-технологических планов позволяет рекомендовать переход к более оптимальным селективным методам воздействия на пласт и его отдельные участки [5].

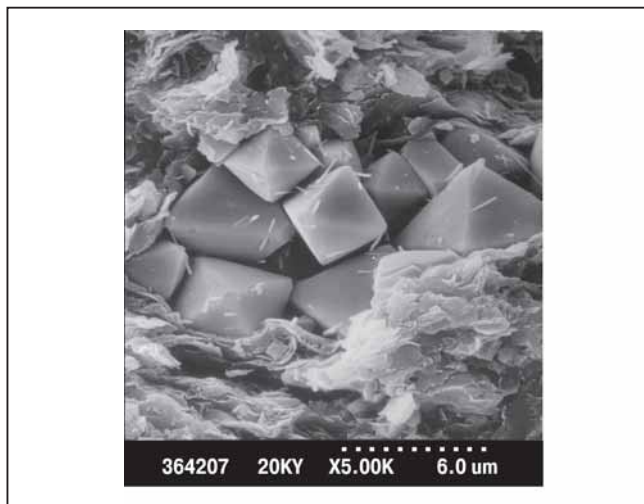


Рис. 4. Фрабoidalное выделение пирита, перекрывающее поровый канал (Ромашкинское месторождение, Абдрахмановская площадь, горизонт Д₀, скв. 3260д, интервал 1656,5-1668,0 м, увеличение 500х)

В настоящее время не существует четкой границы, с помощью которой можно было бы отделить истинно нанотехнологию от близких дисциплин (атомной и молекулярной наук). В большинстве случаев термин «нанотехнология» используют для обозначения «молекулярных нанотехнологий» (МНТ), основанных на силовых механомолекулярных подходах. Такой подход заключается в использовании управляемых внешних силовых воздействий с помощью специальных приборов и систем – сканирующих микроскопов (сканирующий туннельный микроскоп, атомный силовой микроскоп) или нанороботов Э. Дрекслера (программируемых механизмов или машин, имеющих наноразмеры) [7].

При переходе к наночастицам качественно изменяются многие физико-химические свойства вещества: температуры плавления и затвердевания; характер кинетики химических процессов, протекающих на поверхности частиц. Это связано с тем, что для частиц, размеры которых хотя бы по одному направлению соизмеримы с радиусом корреляции (или меньше) какого-либо физического или химического параметра (длина свободного пробега электронов, размер зародыша новой фазы, размер магнитного домена и др.), начинают проявляться размерные эффекты. Наличие подобных специфических свойств является основанием для рассмотрения ультрадисперсного состояния (УДС) как пятого состояния вещества [8].

Исследования карбонатных коллекторов последних лет показали, что карбонатное породообразующее вещество находится в отдельных зонах залежи в различных фазовых состояниях – от коллоидного до кристаллического, но всегда имеет разного порядка глобулярную или фибриллярную надмолекулярную упорядоченную структуру [9]. Его полимерная природа, а также возможное состояние в залежи в набухшем коллоидном состоянии были подтверждены способностью набухать в углеводородах (дизельном топливе, гептане и др.) с увеличением объема зерен до 5-10 раз. Подобные глобулярные микроstructures характерны для органических полимеров и битумов.

Нанотехнологии могут применяться для улучшения выработки высоковязких тяжелых нефтей с высоким содержанием серы. Спектр наноявлений в нефтегазовых пластах постоянно расширяется. Нанотехнологии могут использоваться для повышения эффективности разработки, например, для решения вопросов водоизоляции обводненных пластов, тем более, что остаточные нефти имеют большую вязкость и содержат больше тяжелых компонентов, чем нефть, находящаяся в пласте до начала его разработки.

В настоящее время при бурении применяются «умные» технологические жидкости или жидкости с запрограммированными свойствами. К ним относятся растворы ПАВ и полимеров, микроэмульсии, гели, биожижкостные пены (афроны) [9]. Кроме того, проводятся работы в области исследования и применения наножидкостей – технологических растворов с добавлением небольшого количества нанодисперсий твердых частиц для улучшения тех или иных свойств. Наножидкости можно создавать таким образом, чтобы они были совместимы с флюидами и горными породами продуктивного пласта и в то же время не представляли опасности для окружающей среды. Некоторые из них уже находят применение и скоро позволят решить ряд важных проблем, возникающих при бурении, заканчивании и эксплуатации скважин.

К нанотехнологиям можно отнести часть применяемых МУН: тепловые (пар, горение), физические (волновые, магниты), микробиологические. Газовые (углекислый, углеводородный и дымовой газы, азот, водогазовые воздействия, пены) и химические (ПАВ, полимеры, щелочи, кислоты, эмульсии, соли, гели, силикаты) МУН занимают промежуточную позицию между нано- и макротехнологиями в зависимости от применяемых реагентов и механизма их взаимодействия с нефтяным коллектором.

Детальные исследования пласта и содержащихся в нем флюидов на наноуровне позволят целенаправленно разрабатывать и применять новые МУН, приспособленные для конкретных геолого-физических условий, что даст возможность повысить эффективность их внедрения. Ожидаемый результат от масштабного применения современных модификаций этих технологий – увеличение КИН для пластов с активными запасами от 10-15 до 50-70 %, с ТЗН – от 20-25 до 40-45 %. При этом в среднем удается выйти на проектный КИН, равный 50 %.

Список литературы

1. Муслимов Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения. Проектирование, оптимизация и оценка эффективности. – Казань: Академия наук РТ, 2005. – 300 с.
2. Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии//Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 3. – С. 30-34.
3. Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Наноминеральные системы нефтяного пласта и их роль в процессе разработки//Георесурсы. – 2007. – № 3(22). – С. 21-23.
4. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Литолого-технологическое картирование нефтяных залежей – основа выбора стратегии воздействия на пласт с целью оптимизации КИН. – В сб. Повышение нефтеотдачи пластов. – Казань, 2003. – С. 552-560.
5. Муслимов Р.Х., Изотов В.Г., Ситдикова Л.М. Динамика наноминеральных фаз нефтяного пласта на поздней стадии разработки. Материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: ФЭН, 2008. – 295 с.
6. Хавкин А.Я. Влияние минерализации закачиваемой воды на показатели разработки низкопроницаемых пластов. Учебное пособие ГАНГ им. И.М. Губкина. – М.: Нефть и газ, 1998. – 127 с.
7. Хавкин А.Я. Нанотехнологии в добыче нефти и газа. – М.: Компания спутник, 2008. – 150 с.
8. Мелихов И.В. Физико-химия наносистем: успехи и проблемы//Вестник РАН. – 2002. – Т. 72. - №10. – С. 900-909.
9. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. «Матричная нефть» – дополнительный сырьевой ресурс нефтегазоконденсатных месторождений//Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности (теоретические и прикладные аспекты). Тезисы докладов Всероссийской конференции 24-26 апреля 2007 г. – М.: ГЕОС, 2007. – С. 80-82.



Применение современных биотехнологий увеличения нефтеотдачи в ОАО «Татнефть»

Р.С. Хисамов
(ОАО «Татнефть»)

В условиях постоянного роста потребностей в природных энергоносителях важной задачей является достижение максимально возможного уровня извлечения нефти. В связи с этим разработка и применение технологий, способствующих решению этой проблемы, являются важнейшими инструментами поддержания высокого уровня добычи нефти. Повышение эффективности добычи нефти непосредственно связано с внедрением методов увеличения нефтеотдачи (МУН), из которых наиболее экологически безопасными и экономически выгодными являются биотехнологические методы. Из числа последних наиболее интересными и интенсивно развивающимися являются микробиологические МУН (ММУН), основанные на стимулировании микробиологических процессов в обводненных нефтяных пластах [1].

Исследования по изучению пластовой микрофлоры нефтяных месторождений Татарстана начались с 1976 г., а в 1983 г. впервые в ПО «Татнефть» прошли испытания биотехнологии, разработанные специалистами Института микробиологии РАН и ТатНИПИнефти. Технологии основаны на активации пластовых микроорганизмов путем закачки аэрированного раствора неорганических солей. В результате образуются продукты биодegradации остаточной нефти: жирные кислоты, спирты, поверхностно-активные соединения, биополимеры и углекислота, обладающие активными нефтевытесняющими свойствами. Испытания показали высокую эффективность технологий, за счет которых было дополнительно добыто более 131 тыс. т нефти, а удельные технологические затраты не превышали 5 долл. США (в ценах 90-х годов) на 1 т дополнительно добытой нефти.

Среди ММУН широко известны биотехнологии, основанные на использовании мелассы и сбраживающих ее микроорганизмов (*Clostridium* и др.). В Татарстане испытания мелассной технологии проводились в 1992-1994 гг. За этот период на опытном участке вместе с культурой *Clostridium* было закачено 1052 т мелассы и дополнительно добыто 4,8 тыс. т нефти [2]. Одной из последних разработок является технология на основе биопрепарата «Деворойл» – сообщества микроорганизмов, выделенных из нефтяных месторождений и способных к активной генерации нефтевытесняющих агентов в пластовых условиях. Непатогенность и безопасность микроорганизмов биопрепарата подтверждены органами санитарно-эпидемиологического надзо-

Application of modern biotechnologies of an oil recovery increase in Tatneft OAO

R.S. Khisamov
(Tatneft OAO)

Tests of microbiological technologies complex, developed by experts of the Institute of microbiology of the Russian academy of sciences and TatNIPIneft, are carried out at Tatarstan oilfields. Results of application of these technologies are presented.

ра [3]. Испытания технологии микробиологического воздействия (МБВ) на пласт в условиях закачки минерализованных (сточных) вод с применением «Деворойла» начались в 2000 г. В 2000-2008 гг. проведены 72 обработки, дополнительная добыча нефти составила 148 тыс. т. В настоящее время технология получила промышленное внедрение на месторождениях ОАО «Татнефть».

Применение всего разработанного комплекса микробиологических технологий в условиях месторождений Татарстана позволило дополнительно извлечь 638 тыс. т нефти (см. таблицу). В последние 10 лет разработанные в ОАО «Татнефть» технологии МБВ повышения нефтеотдачи востребованы нефтяными компаниями Китая, Вьетнама и Ирана.

Другим направлением развития биотехнологических МУН является группа технологий, использующих промышленно получаемые продукты микробного синтеза, (полисахариды и биологические ПАВ). В этом направлении наиболее известен кантан – полисахарид, синтезируемый бактерией *Xantho-*

Технология	Сроки реализации, годы	Дополнительная добыча нефти, тыс. т
Активация пластовой микрофлоры	1983-2002	131
Мелассная (<i>Clostridium</i>)	1992-1995	5
Комбинированное воздействие с циклическим заводнением	1992-2002	288
Активация пластовой микрофлоры с углеводородным питанием	1989-2002	42
Активация пластовой микрофлоры с интродукцией	1994-2002	24
МБВ в условиях закачки сточных вод	2000-2008	148

monas campestris, промышленное производство которого началось в 1960 г. и стало одним из первых успешных коммерческих проектов по использованию продуктов биотехнологического производства для решения технических задач в области добычи нефти.

Разработанная в ТатНИПИнефти технология увеличения нефтеотдачи с использованием микробного полисахарида ксантана («Ксантан») применяется на месторождениях ОАО «Татнефть» с 2003 г. Технология основана на способности растворов ксантанового полисахарида переходить в гелеобразное состояние под воздействием индукторов гелеобразования – солей поливалентных металлов. После закачки раствора ксантана в пластовых условиях образуется прочный гель, блокирующий высокопроницаемые прослои, что приводит к более полному извлечению нефти из неохваченных заводнением зон [4]. За период внедрения технологии «Ксантан» дополнительная добыча нефти составила 325 тыс. т при средней эффективности 1200 т нефти на одну скважино-обработку.

Все разработанные специалистами ТатНИПИнефти и Института микробиологии РАН биотехнологии увеличения нефтеотдачи защищены патентами РФ на изобретения [5-10] и прошли широкую апробацию в промысловых условиях. Уникальный опыт использования этих технологий ОАО «Татнефть» наглядно демонстрирует необходимость и успешность применения передовых разработок в промышленных условиях.

Список литературы

1. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.С. Хисамов. – М.: ООО «Недра-Бизнес-центр», 2004.
2. Интродукция *Clostridium tyrobutyricum* и мелассы в нефтяной пласт Ромашкинского месторождения и влияние ее на развитие микробиологических процессов в пласте/Т.Н. Назина, А.Е. Иванова, М.Вагнер и др.//Микробиология. – 1996. – Т. 65.
3. Разработка и применение микробных биотехнологий увеличения нефтеотдачи пластов/Р.Р. Ибатуллин, И.Ф. Глузов, Р.С. Хисамов и др.//Нефтяное хозяйство. – 2003. – №8. – С. 50-53.
4. Биополимеры–полисахариды для увеличения нефтеотдачи пластов/Р.Р. Ибатуллин, И.Ф. Глузов, М.Р. Хисаметдинов, С.Г. Уваров//Нефтяное хозяйство. - 2006. -№3. - С. 46-47.
5. Патент СССР 1839679, МПК5 С 12 N 1/26, Е 21 В 43/22. Способ вытеснения остаточной нефти из обводненного нефтяного пласта/Р.Р. Ибатуллин, С.С. Беляев, И.А. Борзенков и др. – Б.И. – 1993. – № 48.
6. Патент РФ 2060371. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта/Р.Р. Ибатуллин, С.С. Беляев, И.А. Борзенков и др. – Б.И. – 1996. – № 14.
7. Патент РФ 2115726. Способ вытеснения остаточной нефти из обводненного нефтяного пласта / Р.Р. Ибатуллин, С.С. Беляев, И.А. Борзенков и др. – Б.И. – 1998. – № 20.
8. Патент РФ 2194849. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта/Р.Р. Ибатуллин, С.С. Беляев, И.А. Борзенков и др. – Б.И. – 2002. – № 35.
9. Патент РФ 2321732. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта/Р.Р. Ибатуллин, С.С. Беляев, И.А. Борзенков и др. – Б.И. – 2008. – № 10.
10. Патент РФ 2285785. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и способ ограничения водопритока в добывающей скважине/Р.Р. Ибатуллин, С.Г. Уваров, М.Р. Хисаметдинов и др. – Б.И. – 2006. – № 29.

IX КОНФЕРЕНЦИЯ “ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ”

7 – 9 апреля 2009 г., г. Тюмень

Организатор:

ОАО «Гипротюменнефтегаз»

Информационная поддержка:

Журнал «Нефтяное хозяйство»

Поиск методов повышения эффективности проектных работ является одним из приоритетных направлений развития большинства инженерных компаний. Успех работы проектной организации в настоящее время определяется не только научным потенциалом, инженерными кадрами, но и способностью эффективно использовать информационные технологии.

Внедрение ИТ в проектное производство идет не первый год, практически все проектные компании освоили САПР технологии. Конкуренция на рынке проектных работ достаточно велика и сегодня уже недостаточно уметь создавать качественные электронные чертежи. Чтобы быть конкурентоспособным, необходимо менять технологию проектирования, формировать единую технологическую цепочку проектирования, обеспечивающую принятие более эффективных и современных проектных решений. Приглашаем Вас обменяться и ознакомиться с опытом применения информационных технологий в проектировании объектов капитального строительства и обсудить следующую ступень развития ИТ в проектном производстве – переход к интеллектуальному проектированию. Проектированию, целью которого является создание не отдельных электронных чертежей, а комплексной цифровой модели проектируемого объекта, содержащего помимо графических данных, информацию, обеспечивающую автоматическую генерацию заказных спецификаций, ведомостей материалов, выполнение технологических, прочностных, сметных и прочих расчетов.

Обсуждение опыта применения программного, информационного и методического обеспечения по следующим темам проектирования:

- ✓ технология сбора, подготовки и транспорта нефти и газа;
- ✓ генеральные планы;
- ✓ электроснабжение объектов нефтегазовых промыслов;
- ✓ архитектура и строительство;
- ✓ системы теплогазоснабжения и вентиляции;
- ✓ системы автоматизации технологических процессов;
- ✓ автомобильные дороги;
- ✓ автоматизация инженерных изысканий;
- ✓ организация документооборота, технических архивов, планирования и контроля ПИР;

Для участия в конференции, просим Вас заполнить заявку на участие на сайте www.gtng.ru

в разделе «Наши проекты» - Конференции»

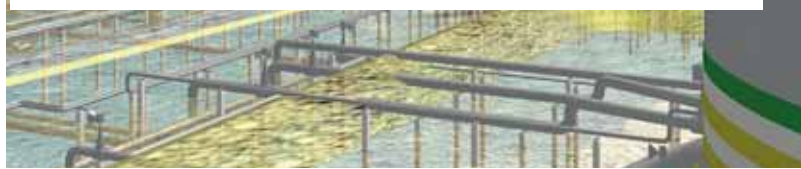
Организационные вопросы:

(3452) 46-32-17 Мариненков
Денис Владимирович
denmarinenkov@gtng.ru

(3452) 46-35-51 Кружинов Алексей Юрьевич
kruzhinov@gtng.ru

Вопросы по оплате и бронированию:

(3452) 39-08-46 Алейникова Татьяна Владимировна
aleinikova@gtng.ru





Опыт оценки объемного коэффициента пластовой нефти и рациональный подход к получению зависимостей PVT-свойств от давления при ограниченной исходной информации

А.И. Брусиловский, И.Е. Хватова,
А.Н. Нугаева (ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Oil Formation Volume Factor estimation experience and efficient approach to forming of FVF relation on pressure based on limited input information

A.I. Brusilovsky, I.E. Khvatova,
A.N. Nugaeva (Gazpromneft NTC Ltd)

Experience of Standing's correlation using for oil Formation Volume Factor estimation for Gazprom neft JSC fields is discussed. The paper suggests an efficient approach based on limited input information to form oil FVF relation on pressure for field simulation.

Одним из важных вопросов при подсчете запасов, проектировании разработки и эксплуатации месторождений является обоснование величины объемного коэффициента пластовой нефти b_H .

В практике подсчета запасов обоснование пересчетного коэффициента, равного обратной величине объемного коэффициента, базируется в основном на комплексном использовании результатов экспериментальных исследований представительных проб и адекватного термодинамического моделирования пластовой углеводородной смеси [1].

В подсчете запасов при отсутствии экспериментальных данных об исследованиях пластовой нефти значение пересчетного коэффициента обычно принимают на основе принципа аналогии. Это может приводить к несогласованности между пересчетным коэффициентом и газосодержанием пластовой нефти.

Отмеченное противоречие может быть установлено и затем устранено путем использования надежной корреляционной зависимости между объемным коэффициентом и газосодержанием пластовой нефти, полученной в результате обработки большого статистического материала. Подобные зависимости используются в инженерной практике при необходимости оценки объемного коэффициента пластовой нефти по данным промышленных замеров [2, 3].

Наибольшее распространение среди применяемых на практике инженерных методов оценки b_H , не требующих знания компонентного состава пластовой нефти, получил метод Стэндинга [4]. Применение этого метода рекомендовано в методических работах по подсчету запасов [5, 6] и в работах [7-10].

Напомним порядок расчетов b_H по методу Стэндинга.

Сначала оценивается объемный коэффициент пластовой нефти при давлении насыщения p_s

$$b_H^{(s)} = 0,9759 + 0,00012 \left(5,058387 \Gamma \sqrt{\frac{\rho_{\Gamma}}{\rho_{сн}}} + 2,25 t + 40 \right)^{1,2}, \quad (1)$$

где Γ – газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$; ρ_{Γ} – плотность газа, $\text{кг}/\text{м}^3$; $\rho_{сн}$ – плотность сепарированной нефти, $\text{т}/\text{м}^3$; t – пластовая температура, $^{\circ}\text{C}$.

При пластовом давлении, превышающем давление насыщения пластовой нефти, величина объемного коэффициента рассчитывается по формуле

$$b_H = b_H^{(s)} \exp\{10^{-4} c_o (p_s - p)\}, \quad (2)$$

где c_o – изотермический коэффициент сжимаемости (объемная упругость) нефти, 10^{-4} МПа^{-1} ; p – пластовое давление, МПа.

В случае отсутствия данных о давлении насыщения пластовой нефти p_s при пластовой температуре для оценки применяется следующая зависимость:

$$p_s = 0,1254 \left\{ (6,688 \Gamma / \rho_{\Gamma})^{0,83} \cdot 10^{(0,00164t - 1,769 / \rho_{сн} + 1,673)} - 1,4 \right\}. \quad (3)$$

Если неизвестно экспериментальное значение изотермического коэффициента сжимаемости нефти, то используется эмпирическое выражение [11]

$$c_o = (-254,082 + 2,776 \Gamma + 3,096 t - 97,953 \rho_{\Gamma} + 178,432 / \rho_{сн}) / p. \quad (4)$$

При создании описанного метода М. Стэндинг использовал данные промышленных замеров на нефтяных месторождениях Южной Калифорнии.

В работе [7] отмечено, что погрешность рассматриваемого метода идентификации объемного коэффициента при использовании достоверного значения газосодержания не превышает 5%. Эта оценка получена на основе обработки результатов сотен лабораторных исследований пластовых нефтей, полученных в зарубежных компаниях. В монографии [9] средняя ошибка значения объемного коэффициента пластовой нефти при использовании метода Стэндинга для месторождений Краснодарского края оценивается равной 2%.

Авторами данной статьи исследована возможность применения указанного метода определения объемного коэффициента пластовой нефти на примере месторождений ОАО «Газпром нефть» в Западной и Восточной Сибири. Особенность исследований заключается в использовании в качестве исходной информации результатов лабораторных исследований однократного разгазирования (стандартной сепарации) пластовых нефтей, которые не зависят от условий промышленной сепарации и позволяют получать оценку «снизу» запасов нефти. Это объясняется тем, что по данным однократного разгазирования объемный коэффициент всегда выше, чем при ступенчатой промышленной сепарации. С увеличением газосодержания различие в величинах объемного коэффициента, соответствующих однократному

разгазированию и ступенчатой сепарации, возрастает. Однако при проведении экспериментов ступенчатой сепарации обычно не учитываются требования ГОСТ Р 51858-2002 [12] в части упругости насыщенных паров товарной нефти (не более 0,067 МПа при температуре 37,8 °С). Учет этих требований приводит к существенному сближению результатов ступенчатой промышленной сепарации и однократного разгазирования пластовых нефтей. Кроме того, следует отметить, что с уменьшением плотности нефти различие в величинах объемного коэффициента, полученных по результатам ступенчатой сепарации с учетом и без учета ГОСТ Р 51858-2002, возрастает. На рис. 1 это показано на примере нефти пласта БС₁₀³ Восточно-Пякутинского месторождения, которая по плотности относится к среднему типу. Приведенные данные получены следующим образом.

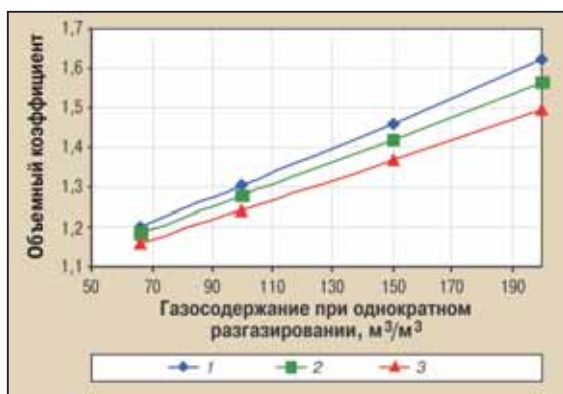


Рис. 1. Сравнение значений объемного коэффициента, полученных по результатам однократного разгазирования и ступенчатой сепарации:
1 – стандартная сепарация; 2, 3 – ступенчатая сепарация соответственно с учетом и без учета ГОСТ Р 51858-2002

Сначала по методике, разработанной сотрудниками ООО «Газпромнефть НТЦ» [1], была создана термодинамическая модель указанной пластовой нефти, позволяющая адекватно воспроизводить экспериментальные данные о ее PVT-свойствах. На основе модели пластовой нефти рассчитано однократное разгазирование. Затем проведена математическая рекомбинация составов дегазированной нефти с растворенным газом при большем и меньшем, чем в исходной пластовой нефти, значениях газосодержания. Для каждой из полученных углеводородных смесей выполнено моделирование однократного разгазирования и ступенчатой сепарации с учетом и без учета указанных выше требований по упругости паров товарной нефти. На основе полученных данных построены зависимости объемного коэффициента от газосодержания, соответствующего стандартной сепарации, в широком диапазоне его изменения. Результаты аналогичных исследований, выполненных для нефтей других типов, показывают, что различие в результатах стандартной и ступенчатой (промышленной) сепарации возрастает с уменьшением плотности дегазированной нефти и увеличением газосодержания пластовой нефти.

Для оценки точности применения метода Стэндинга объемный коэффициент рассчитан для более чем 600 проб пластовых нефтей различных месторождений. Формула (2) использована как с экспериментальными значениями давления насыщения, так и с рассчитанными по формуле (3). Объемная упругость вычислена по формуле (4). На рис. 2 показано относительное отклонение результатов расчетов от экспериментальных значений в зависимости от газосодержания, соответствующего данным стандартной сепарации.

Из рис. 2 видно, что отклонение расчетных величин от экспериментальных значений для основного массива проб не превы-

шает 5 %. Максимальный разброс данных по отклонениям получен для легких нефтей. Следует обратить внимание на то, что для битуминозной нефти газосодержание не превышает 50 м³/м³, для тяжелой – 80 м³/м³. Это обусловлено очень существенным увеличением давления насыщения при возрастании газосодержания нефтей данных типов. Поэтому в природе битуминозные и тяжелые нефти с более высоким газосодержанием встречаются редко.

Отметим, что подобные исследования проведены и для особо легких нефтей. Однако для значительного числа проб пластовой нефти отклонение расчетного объемного коэффициента от экспериментальных значений превысило 5 %.

Проиллюстрируем применение описанного подхода к оценке объемного коэффициента пластовой нефти на примере месторождения N, для юрских пластов которого отсутствовала инфор-

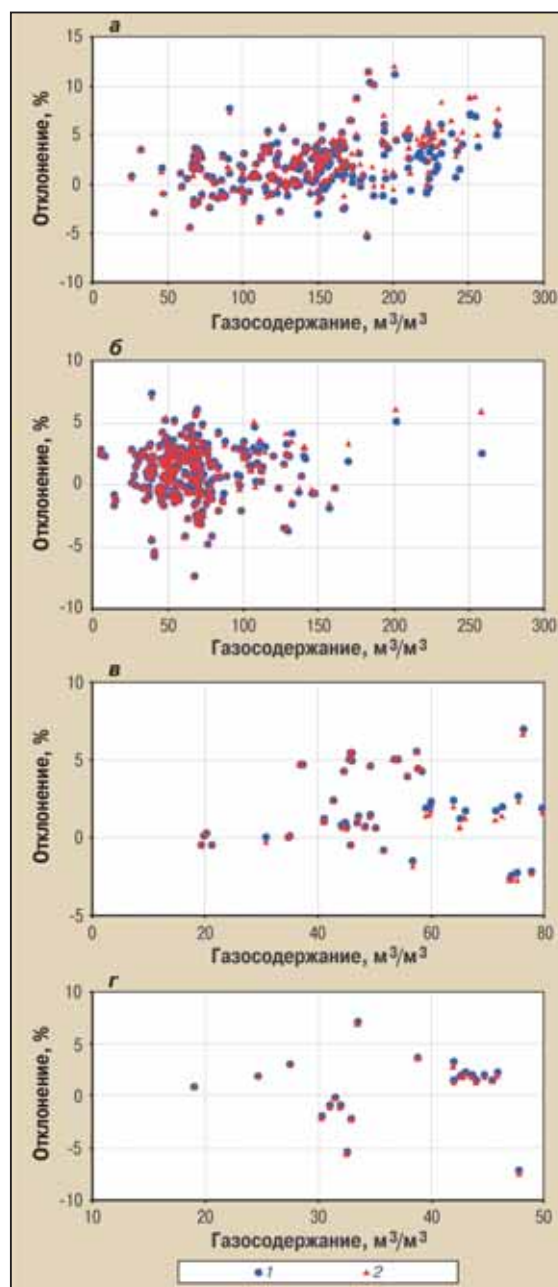


Рис. 2. Относительное отклонение объемного коэффициента пластовой нефти, вычисленного методом Стэндинга при использовании экспериментальных (1) и расчетных (2) значений давления насыщения, от экспериментальных значений:
а, б, в, г – соответственно легкая, средняя, тяжелая, битуминозная нефть

мация об исследованиях представительных глубинных проб. Анализ содержащихся в форме 6-ГР данных о газосодержании и пересчетном коэффициенте пластовой нефти выявил явное несоответствие между пересчетными коэффициентами и газосодержанием для пластов Ю₀, Ю₀¹, Ю₂ рассматриваемого месторождения: несмотря на различное газосодержание, пересчетный коэффициент пластовой нефти был принят одинаковым.

На основе анализа фактической информации было решено оценить методом Стэндинга объемный коэффициент пластовой нефти на основе сведений о газосодержании, содержащихся в форме 6-ГР. Заметим, что согласно приведенным выше оценкам точности описанный метод можно уверенно использовать в диапазоне изменения газосодержания нефти рассматриваемых пластов (100 – 180 м³/т). Результаты, полученные по методу Стэндинга, и данные формы 6-ГР приведены в таблице. В результате применения корреляционной зависимости Стэндинга получены значения объемного и пересчетного коэффициентов пластовых нефтей, физически согласованные с данными о газосодержании.

Описанный подход позволяет не только оценивать подсчетные параметры пластовых нефтей при ограниченной исходной информации, но и получать согласованные с ними зависимости PVT-свойств от давления, необходимые для прогнозирования показателей разработки месторождений при использовании моделей типа black oil. Для этого приведенные выше формулы используются во всем диапазоне газосодержания пластовой нефти, необходимым для получения зависимостей объемного коэффициента от давления. Для каждого выбранного значения газосодержания сначала по формуле (3) рассчитывается давление насыщения, а затем на основе формул (1), (2) вычисляется объемный коэффициент в диапазоне давлений от давления насыщения до требуемого, которое может быть и выше начального пластового.

Результаты использования такого подхода для рассмотренной нефти пласта БС₁₀³ Восточно-Пякутинского месторождения показаны на рис. 3. Кроме того, на рис. 3 для сравнения приведены зависимости объемного коэффициента от давления, полученные с применением адекватного термодинамического моделирования пластовой нефти [1]. Для нефтей от легкой до битуминозной во всем диапазоне давлений расхождение между значениями объемного коэффициента, полученными двумя методами, соответствует оценкам, приведенным в работе [7].

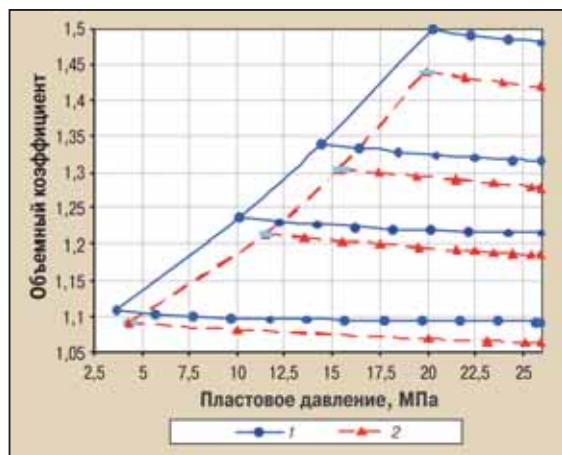


Рис. 3. Зависимость объемного коэффициента пластовой нефти от давления при различном газосодержании с использованием корреляции Стэндинга (1) и на основе адекватной термодинамической модели (2)

Пласт	Пересчетный коэффициент (оценка методом Стэндинга/данные 6-ГР)	Объемный коэффициент (оценка методом Стэндинга/данные 6-ГР)	Газосодержание, м ³ /т	Плотность сепарированной нефти, кг/м ³
Ю ₀	0,678/0,900	1,475/1,111	180	863
Ю ₀ ¹	0,792/0,900	1,262/1,111	100	870
Ю ₂	0,777/0,900	1,287/1,111	110	870

Выводы

1. На примере пластовых нефтей месторождений ОАО «Газпром нефть» подтверждено, что применение метода Стэндинга позволяет с точностью до 5 % оценивать объемный коэффициент битуминозных, тяжелых и средних нефтей во всем исследованном диапазоне газосодержания пластовой нефти, легких нефтей – до газосодержания 170 м³/м³.
2. Использование апробированных корреляций является альтернативой применения метода аналогий для оценки пересчетного коэффициента пластовой нефти при отсутствии результатов исследований представительных глубинных проб. Также корреляции целесообразно применять для проверки физической согласованности данных о плотности сепарированной нефти, газосодержании и пересчетном коэффициенте пластовой нефти, приводимых в форме 6-ГР и других документах статистической отчетности.
3. Применение корреляций позволяет получать зависимости объемного коэффициента пластовой нефти от давления для гидродинамического моделирования разработки месторождений при ограниченной исходной информации о PVT-свойствах.

Список литературы

1. Брусиловский А.И., Нугаева А.Н. Теория и практика обоснования свойств природных углеводородных систем//Обз. инф. Сер.: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 112 с.
2. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1989.
3. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2004.
4. Standing M.B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems. – SPE. Richardson. Texas. 1977. – 124 p.
5. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом/Под ред. В.И.Петерилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: Минприроды РФ, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
6. Подсчет запасов нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов: Справочник/И.Д. Амелин, В.А. Бадьянов, Б.Ю. Вендельштейн и др. Под ред. В.В. Стасенкова, И.С. Гутмана. – М.: Недра, 1989.
7. Mc Cain W.D., Jr. Reservoir-Fluid Property Correlations – State of the Art//SPE Reservoir Engineering. – May 1991. – P. 266-272.
8. Mc Cain W.D., Jr. The Properties of Petroleum Fluids. Second Edition, Penn Well Books, Tulsa (1989).
9. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей/Под ред. В.Н. Мамуны. – М.: Недра, 1987. – 116 с.
10. Дахнов В.Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. – М.: Недра, 1972. – 348 с.
11. Vasquez M., Beggs H.D. Correlations for Fluid Physical Properties Prediction//JPT. – June 1980. – P.968-970.
12. ГОСТ Р 51858-2002. Нефть. Общие технические условия. – М.: Издательство стандартов, 2002.

Изменение свойств нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения

Ф.Я. Канзафаров
(ОАО «НижневартовскНИПИнефть»)



Change of properties of oil gas while in Samotlorskoye oilfield development

F.Ya. Kanzafarov (NizhnevartovskNIPIneft ОАО)

Regularities in distribution of oil gas components through seam depth and pool areas of Samotlorskoye oilfield are analysed and established during their operation. Significant changes of reservoir fluids parameters and necessity of it accounting at designing and the analysis of oilfield development are marked.

В пределах одного месторождения свойства флюидов разных залежей могут существенно различаться. Более того, нередко в одной залежи возможно изменение свойств нефтей и газов.

Для стратегического планирования на поздней стадии разработки Самотлорского месторождения, уточнения запасов и добычи углеводородного сырья, оптимизации вариантов и затрат по эффективному использованию нефтяного газа необходимы индивидуальное изучение свойств флюидов каждой залежи, а также выявление закономерностей их изменения в пределах залежи и от времени ее эксплуатации.

При исследовании физико-химических свойств пластовых флюидов и компонентного состава нефтяного газа в процессе эксплуатации месторождения следует отметить, что между различными свойствами пластовых флюидов (нефти, газа, воды) и закачиваемой водой существует тесная связь, обусловленная проявлением закономерности распределения газовых компонентов между водой и нефтью. Данная связь особенно заметна на поздней и завершающей стадиях разработки, когда обводненность продукции по месторождению достигает 90 % и более [1]. В этот период на процесс добычи влияет наличие неизвлекаемой (в виде целиков) остаточной нефти, пластовой и связанной воды, которые дегасируются за счет диффузионных процессов и разгазирования при значительном снижении пластового давления $p_{пл}$ относительно текущего давления насыщения $p_{нас}$. С учетом отмеченного извлекаемые запасы газа при эксплуатации залежи в режиме растворенного газа рассчитываются по формуле [2]

$$G = Q_n r_0 + Q_{н.з} (r_0 - r_c) - Q_{и} b_0 p_c, \quad (1)$$

где Q_n , $Q_{н.з}$ – соответственно извлекаемые и неизвлекаемые запасы нефти при стандартных условиях, т; r_0 , r_c – растворимость газа в нефти соответственно при начальном и конечном давлении, приведенная к стандартным условиям, м³/т; b_0 – объемный коэффициент пластовой нефти при начальном давлении; p_c – конечное абсолютное давление в пласте, МПа.

Выделившийся газ коалесцирует и создает зоны свободного газа, который вследствие проскальзывания прорывается к забоям добывающих скважин. По мере уменьшения давления в пласте ниже $p_{нас}$ упругие газовые компоненты выделяются из жидкой фазы пропорционально упругости их паров. При разработке месторождения с использованием заводнения, если пластовое давление и давление в призабойной зоне выше $p_{нас}$ (при отсутствии свободной газовой фазы) из нефти извлекаются в основном метан, азот и углекислый газ, обладающие более высокой растворимостью в воде, чем другие газовые компоненты. Константы фазового равновесия, например, азота и метана в

зависимости от температуры и давления могут различаться в 3 раза и более, тогда как растворимость газов в воде – на 20-40 %, что влияет на характер зависимости $p_{нас}$ нефти от снижения ее газосодержания.

Процесс диффузии газообразных компонентов из нефтяной части пласта в обводненную можно охарактеризовать законом Фика [3]

$$\frac{dC_i}{dt} = D_i \frac{d^2 C_i}{dz^2}, \quad (2)$$

где C_i – концентрация газообразного компонента в обводненной части пласта на расстоянии Z от водонефтяного контакта (ВНК); t – время разработки месторождения; D_i – коэффициент диффузии i -го компонента через водонасыщенную среду.

В период разработки месторождения (например, $t = 25$ лет) концентрация газовых компонентов в пластовой нефти может заметно снижаться. Если учесть, что происходит опережающее движение воды относительно нефти, то концентрация газовых компонентов в нефти будет уменьшаться значительно быстрее.

Еще более сложен переход газовых компонентов из нефти в нагнетаемую воду в условиях разработки реального, в большинстве случаев многослойного пласта. Возможны одновременная промывка нефти водой вследствие их непосредственного контактирования при совместном движении по пласту или прослою и диффузия газовых компонентов из нефти в воду при их движении по отдельным прослоям. Переход газовых компонентов из нефти в воду при непосредственном контактировании происходит интенсивнее, чем при диффузии. Так как время разработки месторождений составляет десятки лет, влияние происходящих процессов на снижение газосодержания пластовой нефти становится соизмеримым.

Целью проведенных исследований являются анализ и установление закономерностей в распределении компонентов нефтяного газа по глубине залегания пластов и площадям залежей Самотлорского месторождения в процессе их эксплуатации с 1979 по 2005 г.

Нефтяной газ содержит смесь легких углеводородов, которые выделяются на установках подготовки нефти при сепарации добытой из скважин углеводородной продукции. При снижении давления на выходе из скважины газ отделяется от нефти. Его компонентный состав зависит от условий залегания нефтяных месторождений и варианта сепарации нефти. Главным компонентом нефтяного газа является метан. Наряду с ним в состав газа входят более тяжелые углеводороды от C_2 до C_7 , а также неуглеводородные компоненты: азот и оксид углерода. К основным физико-химическим параметрам нефтяного газа относятся молекулярная масса, плотность в стандартных условиях, относительная плотность по воздуху и др.

Для анализа использовались результаты исследования глубинных проб, отобранных из добывающих и частично разведочных скважин горизонтов AB_1 , AB_1^3 , AB_{2-3} , AB_{4-5} , BB_8 , BB_{10} и $ЮВ_1$ глубинными пробоотборниками в лифтовых трубах в условиях однофазного состояния нефтяного потока. Газ для анализа и определения его компонентного состава отбирался после однократного разгазирования глубинных проб пластовых нефтей. На рис. 1, а приведены усредненные значения плотности нефтяного газа по пластам. Из него видно, что наименьшую плотность ($0,87-0,96 \text{ кг/м}^3$) имеет газ пласта AB_{4-5} , наибольшую (около $1,2 \text{ кг/м}^3$) – газ пласта BB_8 . Анализ динамики плотности за указанный период свидетельствует о снижении плотности газа, а также плотности газа по отношению к воздуху большинства пластов, причем для пластов AB_1^3 и AB_{4-5} характерно наиболее резкое снижение плотности. Напротив, плотность газа пласта AB_{2-3} с 1979 по 1988 г. увеличилась от $1,08$ до $1,17 \text{ кг/м}^3$. Изменение молекулярной массы газа аналогично изменению плотности за рассматриваемый период (см. рис. 1, б).

Для систематизации данных исследований компонентный состав нефтяного газа был условно разделен на три группы:

- 1) C_1-C_2 (метан, этан), азот, углекислый газ;
- 2) C_3-C_4 (пропан, изо-бутан, н-бутан);
- 3) C_5-C_7 (изо-пентан, н-пентан, гексаны и гептаны).

На рис. 2 приведена динамика компонентного состава газа трех групп по пластам с 1979 по 2005 г. Как видно из рис. 2, а, наименьшее содержание легких углеводородов 1 группы наблюдается в газе пласта BB_8 (около 70 %), наибольшее – в газе пласта AB_{4-5} (86-90 %), что отражается на плотности и молекулярной массе газа (газ пласта BB_8 наиболее тяжелый, пласта AB_{4-5} наиболее легкий по сравнению с газами других пластов). Анализ динамики состава газа за указанный период свидетельствует о снижении содержания углеводородов 1 группы в газе пласта AB_{2-3} и незначительно пласта BB_8 , причем для пласта AB_{2-3} характерно наиболее резкое снижение содержания с 78 % в 1979 г. до 71 % в 1988 г. Напротив, их содержание в газе пластов AB_1 , AB_1^3 , AB_{4-5} и $ЮВ_1$ увеличилось, причем наибольшее повышение наблюдалось для пласта AB_1^3 : от 70 % в 1989 г. до 79 % в 2001 г.

Анализ раздельно динамики содержания этана, азота и углекислого газа за указанный период свидетельствует о повышении содержания этана в газе всех пластов, причем для пластов AB_{2-3} и BB_8 характерно наиболее резкое повышение его содержания, например, для пласта AB_{2-3} – с 4,1 % в 1979 г. до 5,45 % в 1988 г. Максимальное содержание азота и углекислого газа наблюдается в газах пласта $ЮВ_1$, причем с годами в газе большинства пластов содержание азота и углекислого газа незначительно уменьшается (на 0,2-0,4 %). В газе пласта AB_{4-5} , наоборот, содержание азота за 10 лет увеличилось на 0,6 % (от 0,1 до 0,7 %), в газе пласта AB_1^3 содержание углекислого газа возросло от 0,17 до 0,38 %. Таким образом, в газе пласта AB_{4-5} аналогично метану увеличивается содержание азота. По данным ОАО «НИПИгазпереработка», общее содержание азота в

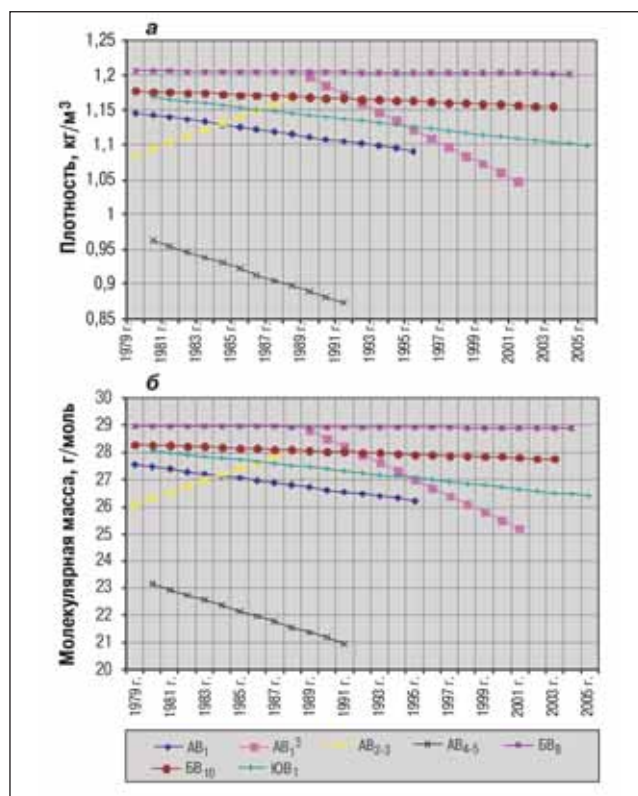


Рис. 1. Динамика плотности (а) и молекулярной массы (б) газа по пластам

нефтяном газе Самотлорского месторождения возрастает, по-видимому, за счет газа пласта AB_{4-5} .

Из рис. 2, б следует, что в газе пласта BB_8 содержится максимальное количество C_3-C_4 (24-27 %), а пласта AB_{4-5} – минимальное (8-9 %). Из рис. 2, в видно, что с годами в нефтяном газе снижается содержание тяжелых компонентов газа (C_5-C_7) во всех рассматриваемых пластах. Это можно объяснить увеличением относительного содержания легких углеводородов 1 группы.

В пределах всего геологического разреза Самотлорского месторождения пласты AB_1^3 , AB_{2-3} , AB_{4-5} , BB_8 , BB_{10} , $ЮВ_1$ имеют сложное строение. В них сосредоточены основные запасы нефти, причем пласты AB_1^3 , AB_{2-3} , AB_{4-5} являются нефтегазовыми. Из сравнения пластов групп АВ и БВ следует, что содержание метана в пластах AB_1 , AB_1^3 , AB_{4-5} увеличивается в процессе эксплуатации, причем в пласте AB_{4-5} оно значительно выше, а компонентов $C_{2+высш}$ – меньше, чем в других пластах и объектах. По этой причине плотность и молекулярная масса нефтяного газа пласта AB_{4-5} ниже, чем остальных пластов групп АВ и БВ. Увеличение содержания метана в нефтяном газе на поздней стадии разработки можно объяснить значительным влиянием газа, растворенного в попутно добываемой воде, в которой растворен преимущественно метан.

Отличие от газов всех пластов плотность и молекулярная масса газа объекта AB_{2-3} по имеющимся данным с 1979 по 1989 г. (данные компонентного состава газа в более позднем периоде отсутствуют) возросли, что связано с увеличением содержания углеводородов $C_2 - C_5$. В свое время объединение пластов AB_2 и AB_3 в один эксплуатационный объект AB_{2-3} заметно снизило давление насыщения и газосодержание (Д.Д. Бульчук). Так, газовый фактор объекта AB_{2-3} уменьшился примерно на 20 % по сравнению с пластами AB_2 и AB_3 , давление насыщения – соответственно на 10,6 и 15,5 %. Содержание метана в газах нефтей пластов AB_2 и AB_3 было несколько выше (соответственно 81,6 и 83,3 %),

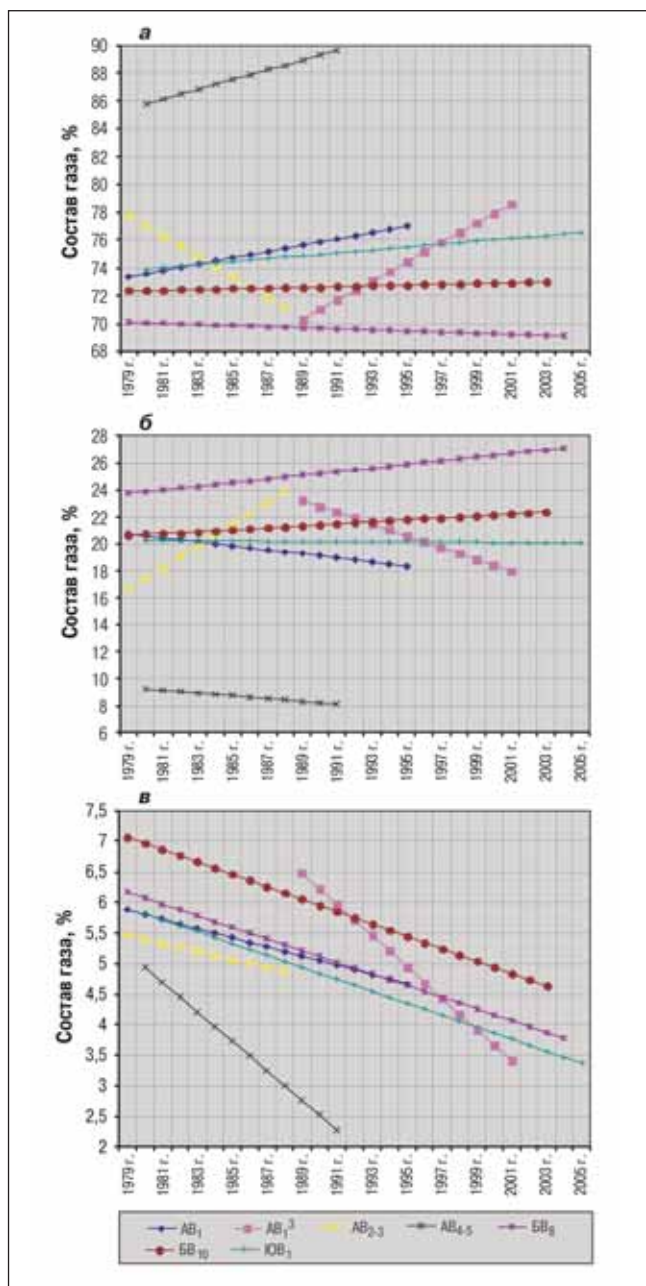


Рис. 2. Динамика состава газа 1 (а), 2 (б) и 3 (в) групп

чем в объекте АВ_{2,3} (79,5 %), в то время как содержание этана и пропана в пласте АВ_{2,3} выше (10,9 %), чем в пластах АВ₂ (6,2 %) и АВ₃ (7,7 %). Снижение газосодержания в нефти объекта АВ_{2,3} увеличивает ее плотность (0,748 г/см³) по сравнению с плотностью нефтей пластов АВ₂ и АВ₃ (соответственно 0,735 и 0,706 г/см³).

В нефтяном газе пластов группы БВ (БВ₈ и БВ₁₀) содержится больше углеводородов соответственно С₃ – С₄ и С₅ – С₇, в газе пласта ЮВ₁ наблюдается максимальное содержание азота и углекислого газа (соответственно 1,37 и 1,32 %).

В распределении углеводородных компонентов газа по площадям залежей прослеживаются некоторые определенные закономерности. В частности, содержание компонентов 1 группы в нефтяном газе пласта АВ₁ уменьшается в направлении от центральной части к краевой, в пласте АВ_{4,5}, напротив, в центральной части составляет примерно 84 %, в краевой – 94 %. В пласте БВ₈ содержание компонентов 1 группы изменяется от 63 % (центр) до 86 % (периферия). Содержание в газе пласта АВ₁ этана мини-

мально в центральной части (2,7 %) и максимально на периферии (4 %). В пласте АВ_{4,5}, наоборот, повышенное содержание С₂Н₆ (1,5 %) отмечается в своде и пониженное (0,5 %) – на крыльях. Такое же распределение наблюдается в пласте БВ₈ (7 % в центре и 3,5 % на периферии). Количественное содержание в газе пласта АВ₁ более тяжелых углеводородов (С₃ – С₇) увеличивается в направлении от центральной части залежи к периферии. В пласте АВ_{4,5}, наоборот, большее содержание компонентов С₃ – С₇ в сводовой части залежи и меньшее – в периферийной. В пласте БВ₈ характер распространения компонентов С₃ – С₆ такой же, как и в пласте АВ_{4,5}. Содержание в газах вышеуказанных пластов более тяжелых компонентов С₆ – С₇ распределяется практически равномерно по всей площади залежи.

Кроме того, при уменьшении забойного давления ниже давления насыщения (при поддержании давления на контуре питания выше давления насыщения) газовый фактор возрастает довольно быстро, но медленнее, чем при режиме растворенного газа. Нефтенасыщенность при этом резко снижается. Затем газовый фактор начинает уменьшаться и становится меньше первоначального (В.Н. Мамуна, 1960 г.).

В зависимости от состояния разработки пласта или его участка возможен значительный разброс газового фактора и состава нефтяного газа, поскольку при условии $p_{заб} < p_{нас}$ ($p_{заб}$ – забойное давление) могут одновременно существовать различные источники поступления газа в скважину (например, из остаточной и связанной нефти). При поддержании $p_{заб} > p_{нас}$ из-за отсутствия поступления свободного газа из остаточных и связанных пластовых флюидов число источников поступления газа уменьшается (кроме прорыва свободного газа из газовой шапки). На поздней стадии разработки газовый фактор нефти (газосодержание) будет снижаться из-за перехода легких газовых компонентов (метана, азота и углекислого газа) в воду. Снижение газосодержания нефти повысит ее плотность и вязкость в пластовых условиях, снизит объемный коэффициент и др.

Таким образом, установлена динамика компонентного состава нефтяного газа в процессе эксплуатации Самотлорского месторождения, которая свидетельствует о значительных изменениях параметров пластовых флюидов и необходимости учета рассмотренных факторов при проектировании и анализе разработки.

Результаты данного анализа могут применяться для:

- оптимизации вариантов и затрат по эффективному использованию газа;
- формирования сводной информации и подготовки аудита базовых показателей по добыче и переработке газа компании ТНК-ВР;
- планирования разработки месторождения, уточнения запасов и добычи углеводородного сырья Самотлорского месторождения;
- разработки и реализации комплексной энергетической программы в Нижневартовском регионе.

Список литературы

1. Шейх-Али Д.М. Изменение свойств пластовой нефти и газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений. – Уфа: БашНИПИнефть, 2001. – 140 с.
2. Справочник по нефтепромысловому геологии/Н.Е. Быкова и др. – М.: Недра, 1981. – 525 с.
3. Хазнаферов А.И. Исследование пластовых нефтей. – М.: Недра, 1987. – 116 с.

Повышение эффективности разработки истощенных месторождений с использованием комплекса новых сейсмоакустических технологий

О.Л. Кузнецов, В.П. Дыбленко, И.А. Чиркин (ИННТ РАЕН, НПП «Ойл-инжиниринг»),
Ю.В. Лукьянов (ОАО «АНК Башнефть»),
Ю.С. Ащепков (НПФ «Недра-Эстерн»)

Increase of efficiency of development of the depleted fields with use of a complex of new seismoacoustic technologies

O.L. Kuznetsov, V.P. Dyblenko, I.A. Chirkin (INNT RAEN, Oil-engineering NPP),
Yu.V. Lukyanov (Bashneft ANK OAO),
Yu.S. Ashchepkov (Nedra-Estern NPF)

The reasons of deterioration of a condition of an oil-and-gas complex of Russia are considered in connection with an oil and gas fields depletion. Lines of activity on increase in recoverable hydrocarbon reserves are determined. The brief characteristic is given and the role of new Russian seismoacoustic technologies of hydrocarbon reserves supplementary exploration, seismomonitoring of geodynamic and fluidodynamic processes in layers, technologies of restoration of wells operation and reservoirs recovery increase is shown. Examples of use of the developed technologies, testifying to their high efficiency and perspectivity of complex application for restoration of the depleted oil and gas fields operation are given.

В настоящее время в России и большинстве нефтедобывающих стран ресурсная база углеводородов ухудшается. На вновь открываемых месторождениях это в основном связано с высокой геологической неоднородностью и низкими коллекторскими свойствами продуктивных пластов, большой глубиной залегания и природными условиями в шельфовой зоне и районах Европейского Севера, Сибири и Дальнего Востока. На длительно разрабатываемых месторождениях структура остаточных запасов ухудшается в связи с их неизбежным истощением, ростом обводненности пластов при заводнении, образованием слабодренлируемых и тупиковых зон в результате пространственной неоднородности коллектора по проницаемости, его прерывистости и др. В общей структуре запасов постоянно возрастает доля трудноизвлекаемых.

Запасы высокопродуктивных месторождений, из которых добывается 60 % нефти, выработаны на 50 %. Доля запасов со степенью выработки более 80 % превышает 25 %, а с обводненностью более 70 % достигла более 30 %. Разработка более 70 % запасов нефтяных компаний ведется на грани рентабельности. Только на месторождениях Западной Сибири эксплуатируется более 5 тыс. нерентабельных скважин с общей годовой добычей более 2 млн. т.

Состояние нефтегазового комплекса осложнено также финансово-экономическими проблемами: неплатежи между участниками рынка, дефицит инвестиций в условиях высокой изношенности основных фондов, несбалансированное ценообразование продукции и действующая налоговая политика. Применяемая единая налоговая ставка НДПИ приводит к тому, что месторождения, находящиеся на поздних стадиях разработки, теряют экономическую привлекательность для недропользователей. Доля простаивающих низкодебитных и высокообводненных скважин увеличилась от 6 % в 1992 г. до 26 % в настоящее время.

В данной ситуации необходимо выбрать оптимальную стратегию по прекращению снижения добычи нефти. По нашему мнению, эта стратегия должна включать два ключевых направления, которые могут рассматриваться как самостоятельно, так и совместно.

Первое направление – увеличение извлекаемых запасов углеводородов за счет открытия новых залежей, находящихся в малоамплитудных, мало- и микроразмерных структурах и неструктурных ловушках, расположенных близко от средних и крупных разрабатываемых месторождений. Выявление их стандартными методами сейсморазведки невозможно, а тотальное разбуривание экономически нецелесообразно. Кроме того, часть запасов находится в пропущенных пластах. По оценкам специалистов, такие запасы составляют 35-40 % общих. Поэтому реализация

данного стратегического направления возможна лишь на основе применения новых технологий сейсморазведки.

Второе направление – более полное извлечение запасов углеводородов на разрабатываемых месторождениях при сохранении максимально возможного темпа их отбора за счет использования новых (нестандартных) технологий восстановления работы скважин и повышения нефтеотдачи пластов, основанных на сейсмоакустическом волновом воздействии. Последнее осуществляют на пласты с забоев скважин, при необходимости с поверхности в постоянном и периодическом режимах импульсными и вибрационными источниками. Весьма эффективно поличастотное воздействие, включающее также создание импульсных дилатаций в продуктивных пластах. При этом совместно с сейсмоакустическим могут осуществляться гидродинамическое (нестационарное заводнение), физико-химическое (закачка растворов химических реагентов, растворителей, загущенных агентов, водогазовых смесей) и тепловое (закачка теплоносителей) воздействия. Одновременно выполняется мониторинг текущего напряженно-деформированного состояния и флюидодинамики месторождения на основе применения современных технологий сейсморазведки.

Экономические условия добычи нефти предъявляют требования не только к высокой технологической эффективности инноваций, но и к обязательному их соответствию критериям экономической целесообразности и рентабельности. Этим требованиям в полной мере отвечают новые разработанные авторами сейсмоакустические технологии, подробно рассмотренные в работах [1-7].

Доразведка запасов углеводородов на истощенных месторождениях

На стадии доразведки принципиальное отличие новых технологий сейсморазведки от стандартных методов (МОГТ 2D и 3D)

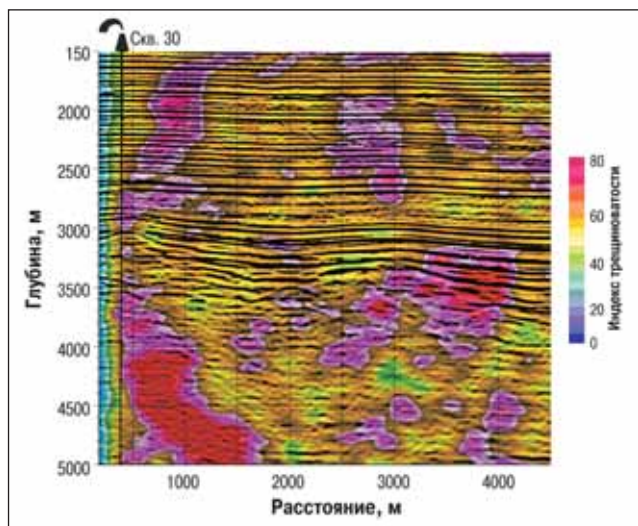


Рис. 1. Северо-Демьянское месторождение. Совмещенный сейсмический разрез, полученный по отраженным (МОГТ) и рассеянным (СЛБО) волнам

заключается в использовании ранее не применявшихся рассеянных и эмиссионных типов волн. Это позволяет существенно расширить спектр решаемых геологических и промысловых задач.

Технология СЛБО (сейсмический локатор бокового обзора) использует вышеуказанные волны для изучения 3D-поля открытой трещиноватости геологической среды и предоставляет данные для определения заложения скважин с целью получения максимально возможных притоков углеводородов. Пример доразведки разрабатываемого Северо-Демьянского месторождения (Тюменская область, ХМАО) комплексом сейсмических методов представлен на рис. 1, на котором показано совмещение сейсмических разрезов, полученных по отраженным (МОГТ) и рассеянным (СЛБО) волнам. На комплексном разрезе совмещена информация о слоистом строении осадочной толщи и распределении в ней открытой трещиноватости. Скв. 30 была забурена с учетом двух факторов: 1) имеется локальное поднятие – типичная ловушка скопления углеводородов; 2) к локальному поднятию с больших глубин подходит субвертикальная зона аномально высокой открытой трещиноватости, в пределах которой получают, как правило, аномально высокие притоки нефти. В процессе испытания скв. 30 получен фонтан нефти дебитом около 300 т/сут. При среднем дебите нефти на месторождении около 15 т/сут эти результаты испытания оказались максимальными не только для данного месторождения, но и всего района нефтедобычи.

Технология СЛОЭ (сейсмическая локация очагов эмиссии) основана на наблюдении и исследовании процессов естественной и наведенной сейсмической эмиссии (СЭ) – излучения упругих микроволн в результате естественного и техногенно вызванного перераспределения напряженного состояния массивов горных пород и теплопереноса. В продуктивных толщах изучение пространственно-временного изменения поля СЭ позволяет локализовать неоднородности по пластовому давлению и типу флюидонасыщения, определить их

литофациальные характеристики. Так, по результатам СЛОЭ на разрабатываемом Росташином месторождении, расположенном на юго-западе Оренбургской области, по параметру автокорреляции процесса СЭ построена карта текущей нефтенасыщенности (рис. 2), которая хорошо согласуется с дебитами и обводненностью добывающих скважин на период выполнения наблюдений СЛОЭ в сентябре 2005 г. В северо-западном и северном участках площади за «условно принятой» границей месторождения (за ее пределами не была пробурена ни одна скважина) получены аномалии высокого содержания нефти. Исследования МОГТ показали возможное наличие структурно экранированных ловушек в местах выявленных аномалий нефтенасыщенности за пределами месторождения. С учетом данных СЛОЭ и МОГТ в северо-западной части пробурена скважина, которая в настоящее время находится в стадии освоения.

По технологии АНЧАР изучают спектральный состав сейсмического волнового поля, регистрируемого до и после сейсмического (вибрационного или ударного) воздействия и по эффекту появления инфранизкочастотной аномалии (АНЧАР-эффект) определяют местоположение залежи углеводородов на исследуемой площади.

Ряд неструктурных и малоамплитудных объектов, имеющих прогнозно высокое нефтенасыщение и расположенных близко от флюидодинамических очагов (субвертикальных зон открытой трещиноватости), выявлен с помощью технологий СЛОЭ, АНЧАР и СЛБО в Восточной Сибири, Оренбургской области, Республике Татарстан и других нефтедобывающих районах, в том числе за рубежом [1].

Выявление объектов и выбор оптимальных технологий

С целью мониторинга проводят исследования геологической среды в пределах залежей с применением технологий СЛБО и СЛОЭ. При необходимости определяют структурные и неструктурные ловушки. Одновременно изучают элементы разрывной тектоники (распределение полей трещиноватости, структур разломов, нисходящих кольцевых структур и др.).

С использованием полученных параметров и базы эксплуатационных данных по месторождению диагностируют гидродинамические модели вытеснения, оценивают распределение фильтрационных полей, застойных и выработанных зон по площади и объему залежи. При этом выполняют сейсмический мониторинг по технологии СЛОЭ, который позволяет непрерывно и неограниченно во времени изучать процесс СЭ и техногенного шума в

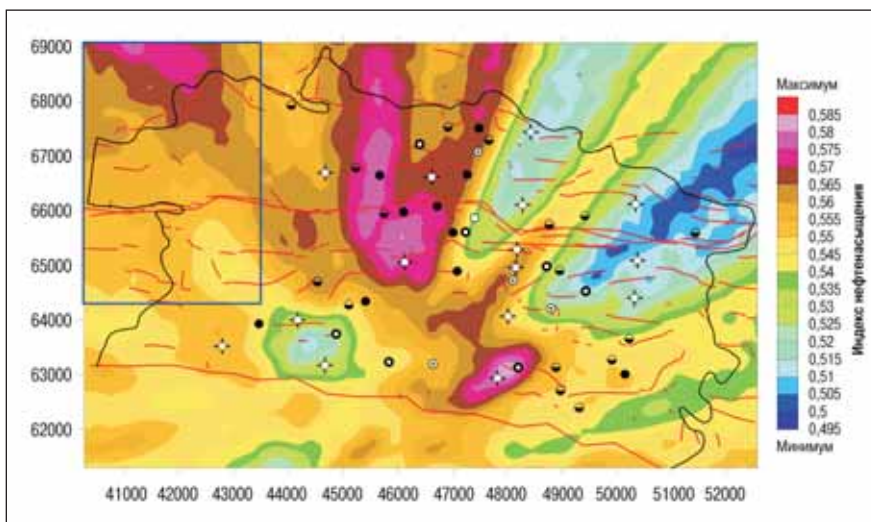


Рис. 2. Карта текущей нефтенасыщенности на Росташином месторождении и прилегающей территории (в левом верхнем углу выделен фрагмент северо-западного и северного участков)

Номер скважины	Площадь, горизонт	Интервал перфорации, м	Пластовое давление, МПа	Дебит нефти, т/сут		Обводненность, %	
				до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
Ново-Елховское месторождение							
900	Федотовская, пашийский	1759,0-1760,6	15,6	В простое		3,0	15
3032	Федотовская, пашийский	1749,0-1753,0	8,7	В консервации		0,8	30
3061	Федотовская, пашийский	1805,0-1812,2	11,8	В бездействии		2,4	15
7193	Федотовская, пашийский	1817,0-1820,0	10,5	В простое		3,4	8
3914	Федотовская, пашийский	1832-1834; 1847-1849; 1859-1860; 1861-1862	9,5	0,1	85	1,9	40
15112	Федотовская, бобриковский	1033,2-1036,8	3,3	0,1	65	1,5	30
Ромашкинское месторождение							
16152	Ташлиярская, бобриковский	1099,2-1102,8	6,8	В консервации		2,5	0
Бавлинское месторождение							
10596	Южная, пашийский	1785,6-1791,0	16,8	В консервации		5,5	20

Примечание. Результаты получены совместно с И.А Туфановым.

дятся изоляционные мероприятия одновременно с сейсмоакустическим воздействием (ОВПП).

В качестве примера реанимации скважин в таблице приведены данные по результатам обработок бездействующих, находившихся в консервации и длительно простаивающих скважин на месторождениях ОАО «Татнефть». В этих скважинах ранее выполнялись мероприятия по традиционным технологиям, которые не дали положительных результатов. В целом на месторождениях Башкортостана, Татарстана, Пермской области и других регионах к настоящему времени реанимировано более 200 скважин.

Потенциальные возможности предлагаемых технологий отчетливо проявились при реанимации скважин, эксплуатируемых в сложных геолого-промысловых условиях Республики Перу. В 1994 г авторами статьи была осуществлена реанимация четырех скважин на месторождении Талара, которое находится в длительной разработке на естественном режиме истощения. Скважины находились в бездействии, и лишь периодически проводилась откачка нефти свабированием. В результате реанимации была получена продуктивность скважин от 2 до 7 т/сут.

Повышение нефтеотдачи пластов

Повышение нефтеотдачи пластов на истощенных месторождениях достигается с использованием комплекса технологий, включающих сейсмоакустическое и гидродинамическое воздействия, а также закачку химических реагентов и теплоносителей [1, 3-8].

В этом комплексе роль воздействия упругими колебаниями заключается преимущественно в его дальнодействии, слабо зависящем от коллекторских свойств пластов. Благодаря особенностям естественных природных горных процессов данное воздействие, даже существенно ослабленное затуханием и расхождением волн, может вызывать в пласте сильные триггерные эффекты масштабного характера с использованием собственной внутренней энергии механических напряжений горной среды. Подобные эффекты обуславливают положительные изменения в распределении давлений углеводородных флюидов и фильтрационных полей с включением в разработку застойных и промытых зон, а также с дополнительным притоком нефти к скважинам. Не менее важно, что, исходя из современного уровня научных знаний относительно генезиса углеводородных место-

рождений с концепцией «подпитки» залежей [9], осуществление данного физического воздействия позволяет не только реанимировать старые запасы нефти и газа, но и значительно активизировать их воспроизводство – активизировать скрытые углеводородные притоки из глубин фундамента в существующие геологические ловушки – залежи [6].

В скважинах, выбранных по специальным методикам, устанавливаются волновые устройства типа УНИС и УКВС конструкции НПП «Ойл-Инжиниринг» [3, 7] для постоянного воздействия упругими колебаниями на пласт в режиме длительной эксплуатации, вибросейсмические волноводные устройства [8] или ЭГВ-устройства [1], а также устройства для дилатационно-волнового воздействия (ДВВ) конструкции НПФ «Недра-Эстерн» [10]. Устройства типа УКВС разработаны для различных категорий добывающих скважин (фонтанных, обогранных УЭЦН, СШН и винтовыми насосами), а также для нагнетательных скважин. При работе этих устройств в скважинах осуществляется поличастотное воздействие на пласт, в том числе с созданием импульсных дилатаций, инициирующих расклинивание микротрещин и их развитие в глубь пласта. В поле упругих колебаний инициируются и ускоряются движение загрязняющих частиц в пористой и порово-трещиноватой среде пластов, а также вынос их в скважину и затем на поверхность, снижается эффективная вязкость флюидов, изменяются фазовые проницаемости, устраняется блокирующее влияние остаточных фаз, инициируется вытеснение нефти из мелких пор и другие эффекты [1, 2, 8].

Особое свойство нефтенасыщенных горных пород - способность аккумулирования внутренней энергии механических напряжений – способствует тому, что внешнее, даже слабоэнергетическое, особенно поличастотное воздействие, способно нарушить квазистационарные состояния на микро- и макроуровнях пластовой структуры [11]. При этом особая малость энергии воздействия, его триггерность позволяют определять исходное влияние на наноровнях: на молекулярные связи в зародышах трещинообразования и межфазного натяжения, с изменением вязкостей флюидов, их сцепления с поверхностью твердой фазы, увеличением скоростей химических реакций при комплексном воздействии с применением реагентов.

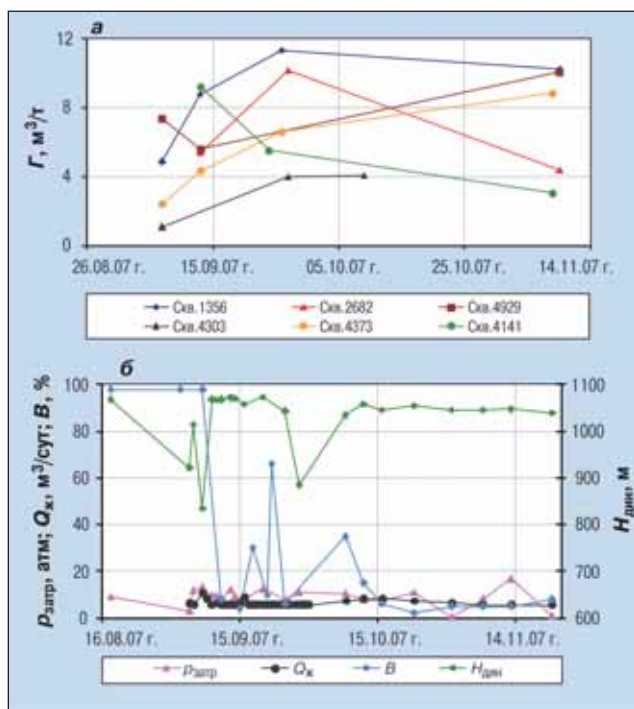


Рис. 4. Динамика газового фактора (а) и других показателей (б) в ходе проведения ВСВ на Югомашевском месторождении ОАО «АНК «Башнефть» (результаты промысловых исследований получены совместно с А.В. Шуваловым, Р.З. Имамовым и В.С. Евченко):
 G – газовый фактор при нормальных условиях; $p_{\text{затр}}$ – затрубное давление; $Q_{\text{ж}}$ – расход добываемой жидкости; V – обводненность добываемой жидкости; $H_{\text{дин}}$ – динамический уровень

Фрактальность среды обуславливает малое время лавинообразного энерго-информационного обмена по всем нано-, микро- и макроуровням. При переходе к новому состоянию пластовая среда выделяет внутреннюю энергию с генерацией затухающих автоколебаний. Под воздействием упругих колебаний и возникающих в горной среде пульсаций происходит скачкообразное перераспределение напряженного состояния среды с образованием дополнительной трещиноватости, инициируется движение фронтов раздела флюидов. Последнее усиливается также скачкообразным заполнением флюидом образующихся пустот – трещин. В определенных условиях эти эффекты инициируются и/или усиливаются при добавлении физико-химических факторов и полей тепла. В результате постоянного волнового воздействия дебиты скважин стабилизируются на заданном проектном уровне с увеличением межремонтного периода и создаются благоприятные условия для реализации гидродинамической модели вытеснения.

В качестве примера приведем результаты применения технологии ДВВ на Краснохолмском, Арланском, Туймазинском и Чекмагушевском месторождениях ОАО «АНК Башнефть». ДВВ осуществлялось в 208 очагах нагнетательных скважин. Выявлено 1108 реагирующих на воздействие окружающих скважин с получением 436 тыс. т дополнительной нефти. Средняя продолжительность эффекта составила 42 мес, успешность обработок – 82 %.

Опытно-промышленные работы (ОПР) по повышению нефтеотдачи обводненных пластов с использованием комплексной технологии, включающей гидродинамическое (нестационарное заводнение) и сейсмоакустическое (с забоев скважин) воздействия, проводятся с 2003 г. на семи месторождениях ОАО «АНК «Башнефть». На 01.01.08 г. дополнительно добыто более 50 тыс. т нефти. Объемы попутно добываемой воды снижены на 600 тыс. т.

С 2007 г. на Татышлинском, Четырманском, Югомашевском и Казанчинском месторождениях ОАО «АНК Башнефть» выполняются ОПР по виброрейсисемическому воздействию (ВСВ) на продуктивные пласты. Суть ВГВ заключается в циклическом воздействии на отдельные участки месторождений передвижными виброрейсисемическими вибраторами, устанавливаемыми кратковременно в особых точках, что позволяет за счет выборки и мобильности осуществлять охват воздействием больших площадей. При этом ВСВ проводится с учетом геологического строения залежей, текущей динамики полей насыщенности, а также разрывной тектоники.

На рис. 4 показаны некоторые результаты промысловых исследований, которые свидетельствуют о положительных изменениях характеристик вытеснения, с использованием фактора выделения газа в период ВСВ. Кроме того, отмечен прирост добычи нефти около 30 % на участке Татышлинского месторождения, удаленного на расстояние 3 км от очага ВСВ.

По состоянию на II квартал 2008 г. дополнительно получено более 10 тыс. т нефти, достигнуто кратковременное кратное (до 10 раз) увеличение дебитов скважин, изменение обводненности продукции, затрубного давления и газового фактора.

Таким образом, создан комплекс инновационных сейсмоакустических технологий повышения эффективности разработки истощенных месторождений нефти и газа, которые могут применяться как самостоятельно, так и совместно. Целесообразно проведение ОПР по использованию комплекса в целом применительно к месторождениям нефти и газа с различными геолого-физическими характеристиками.

Список литературы

1. *Новые технологии и решение прикладных задач* /О.Л. Кузнецов, И.А. Чиркин, Дыбленко и др. Т. 3. – М.: Центр информационных технологий в природопользовании, 2007. – 434 с.
2. *Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия*./ В.П. Дыбленко, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов и др. – М.: Недра, 2000. – 381 с.
3. *Повышение нефтеотдачи пластов с трудноизвлекаемыми запасами с использованием физических методов в поле нестационарного заводнения* /В.П. Дыбленко, В.С. Евченко, О.Л. Кузнецов и др.//Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 4. – С. 76-79.
4. *Патент РФ 2258803. Способ обработки продуктивного пласта*/В.П. Дыбленко, И.А. Туфанов – Б.И. – 2005. – №23.
5. *Патент РФ 2291955. Способ разработки нефтяного месторождения*/ О.Л. Кузнецов, В.П. Дыбленко, И.А. Чиркин и др. –Б.И. – 2007. – №3.
6. *Патент РФ 2268996. Способ разработки углеводородной залежи с физическим воздействием на геологическую среду*/ В.П. Дыбленко, О.Л. Кузнецов, Р.С. Хисамов и др. – Б.И. – 2006. – № 3.
7. *Патент РФ 2285788. Способ добычи нефти с физическим воздействием на пласт и скважинное оборудование для его осуществления*// В.П. Дыбленко, Е.Ю. Марчуков, А.П. Лысенков и др. – Б.И. – 2006. – №29.
8. *Кузнецов О.Л., Симкин Э.М., Чилингар Дж. Физические основы вибрационного и акустического воздействий на нефтегазовые пласты.* – М.: Мир, 2001. – 260 с.
9. *Муслимов Р.Х. Роль старых нефтегазодобывающих районов в энергетической стратегии России в первой четверти 21 столетия*// Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 4. – С. 11-15.
10. *Ащепков М.Ю., Ащепков Ю.С., Березин Г.В. Новая ресурсосберегающая технология повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.* – М.: ВНИИОЭНГ, 2001. – 52 с.
11. *Особенности аккумуляции энергии механических напряжений и аномальное сейсмоакустическое излучение в нефтенасыщенных породах*/ О.Л. Кузнецов, В.П. Дыбленко, И.А. Чиркин и др.//Геофизика. – 2007. – № 6. – С. 8-14.

Методика прогнозирования приемистостей скважин после их перевода в нагнетательный фонд

К.М. Федоров (Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики СО РАН),
П.К. Федоров, А. Ю. Лущикова, Е. Д. Пименов (ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»)



Well injectivity prediction technique after its transfer for injection purpose

K.M. Fedorov (Tyumen Branch of Institute of Theoretical and Applied Mechanics Siberian Department of RAS),
P.K. Fedorov, A.Yu. Lushchikova, E.D. Pimenov
(Nizhnevartovsk Oil and Gas Producing Enterprise OAO)

Investigation of field data and well tests interpretation for Jurassic deposits of Khokhryakovskoe oil field are the content of the present paper. The original model for well high injectivity is presented which is based on the interpretation of numerous pressure transient tests.

На большинстве месторождений Западной Сибири для поддержания пластового давления используется заводнение. Одним из инструментов управления процессом заводнения нефтяных месторождений является перевод добывающих скважин после их обводнения в категорию нагнетательных. Эффективное управление данным процессом обеспечивает максимальную добычу нефти и увеличивает коэффициент извлечения нефти (КИН).

Основными проблемами при таких переводах являются прогнозирование приемистости скважин после их перевода под закачку, учет их работы при гидродинамическом моделировании и других инженерных расчетах. Анализ промысловых данных показывает, что при переводе приемистость скважин значительно превышает их возможности при добыче. Существует несколько объяснений данного явления. Утверждается, что при закачке воды при повышенных давлениях в призабойной зоне образуются трещины [1]. Высказывается также мнение об образовании высокопроводящих каналов (ручeyков) между скважинами [2]. Наконец, в качестве причины высокой приемистости нагнетательных скважин можно предположить уход воды в пласты, не являющиеся целью разработки.

В статье проанализированы промысловые данные и результаты интерпретации нестационарных гидродинамических методов исследования скважин (ГДИС) для юрских отложений Хохряковского месторождения. Предлагается новая модель для объяснения повышенных приемистостей нагнетательных скважин, основанная на многочисленных данных интерпретации результатов ГДИС.

Сопоставление продуктивностей и приемистостей скважин

Исследования проводились для пласта Ю₁ Хохряковского месторождения. Его разработка в настоящее время осуществляется 330 добывающими и 204 нагнетательными скважинами. На объекте проводились многочисленные ГДИС. Самые качественные из них из-за специфики технологий добычи были выполнены в нагнетательных скважинах. Как следствие, для анализа выбраны результаты именно этих исследований. Проанализировано около 50 кривых падения давления (КПД). В некоторых скважинах исследования проводились 2 раза и более.

Для базового прогнозирования потенциальной приемистости нагнетательных скважин q прием закон Дюпюи [3]

$$q = 2\pi\lambda h \frac{(p_e - p_w)}{(\ln(\frac{r_e}{r_w}) - 0,75 + S)}, \quad (1)$$

где $\lambda = k \frac{f_w(1 - S_{or})}{\mu_w}$ – подвижность закачиваемой воды при остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне S_{or} ; h , k , f_w –

соответственно эффективная толщина, абсолютная и относительная фазовые проницаемости в продуктивной зоне; μ_w – вязкость при остаточной нефтенасыщенности в призабойной зоне S_{or} ; $p_e - p_w$ – перепад пластового и забойного давлений; r_e , r_w – радиус соответственно контура питания и скважины; S – скин-фактор.

Так как определение фазовых проницаемостей и водонасыщенности призабойной зоны является отдельной и сложной задачей, будем рассматривать приемистость скважины в рамках термина эффективной подвижности жидкости. Результаты интерпретации КПД в нагнетательных скважинах пласта Ю₁ приведены на рис. 1.

Эффективная подвижность жидкости изменяется от $0,5 \cdot 10^{-3}$ до $8,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с) и имеет среднearифметическое значение около $2,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с). Обработка кривых восстановления



Рис. 1. Распределение эффективной подвижности жидкости вблизи нагнетательных скважин по данным интерпретации КПД

уровня (КВУ) для добывающих скважин показывает изменение эффективной подвижности жидкости в призабойной зоне в интервале $(0-2) \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с).

Для первичных оценок и анализа текущей и накопленной закачки на месторождении предлагается использовать следующие параметры пласта: забойное давление – около 40 МПа, что соответствует 15 МПа на устье скважин; в качестве пластового давления – начальное пластовое давление, которое составляет 25 МПа; средний радиус контура питания – 250 м; радиус скважины – 0,1 м; средняя эффективная толщина разрабатываемого пласта на месторождении – 30 м; а среднее значение скин-фактора $S=4,5$. При этом прогнозируемая приемистость, рассчитанная по формуле (1) при модальном значении, составляет 196 м³/сут. Максимальная расчетная приемистость равна 400 м³/сут при подвижности, равной $5,5 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с). Следовательно, вся закачка воды в скважины с приемистостями выше 400 м³/сут может ставиться под сомнение. Так как пласт Ю₁ не должен принимать такое количество воды, видимо, жидкость уходит в другой пласт. В то же время фактическая накопленная закачка в скважины с приемистостями выше 400 м³/сут составила 35 % общей накопленной закачки, а текущая – 25 % по рассматриваемому объекту разработки.

Для примера расчета потенциальной приемистости рассмотрим добывающую скв. 906 Хохряковского месторождения при переводе ее в нагнетательный фонд. В качестве исходных данных используем результаты интерпретации КВУ, проведенной в 2006 г. Скважина работает с дебитом жидкости 38 м³/сут и обводненностью 97 %. По данным интерпретации эффективная подвижность жидкости составила $1,71 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с), а скин-фактор $S=1,52$. Считая, что при такой обводненности продукции эффективная подвижность после перевода скважины сохраняется, а перепад давления возрастает в 4 раза, по формуле (1) с учетом скин-фактора получим, что потенциальная приемистость скважины составит 129 м³/сут.

Модель работы нагнетательной скважины

Для анализа причин заниженных расчетных значений приемистости рассмотрим типичные виды КПД нагнетательных скважин пласта Ю₁. Все полученные КПД можно разбить на два типа. Первый тип рассмотрим на примере скв. 813 приемистостью около 200 м³/сут при забойном давлении около 35 МПа (рис. 2, а).

Интерпретация КПД [4] показывает наличие трещины длиной 22 м, что приводит к значению скин-фактора $S=-4,18$. При этом эффективная подвижность жидкости составляет $2,13 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с). В некоторых скважинах, включая скв. 813, при их работе как добывающих был проведен гидроразрыв пласта. Из истории работы скв. 813 следует, что некоторое время (осенью 2003 г., летом 2004 г., в октябре 2006 г.) она работала при значительно больших расходах (от 300 до 500 м³/сут), что практически невозможно при ограничениях поверхностной инфраструктуры (оборудование позволяет достигать только 15 МПа на устье скважин). Число исследованных нагнетательных скважин с таким типом КПД составляет 31, причем все скважины работают с забойным давлением ниже давления 39 МПа.

Другой тип КПД представлен для скв. 3048 (см. рис. 2, б), которая работает при забойном давлении около 41 МПа. Характерный вид диагностического графика, а также большие значения скин-фактора при интерпретации КПД показывают, что интерпретацию следует проводить по радиально-композиционной модели [4]. Такой анализ показывает наличие вблизи ствола скважины зоны повышенной проницаемости размером 11 м, подвижность флюида в которой в 4 раза выше эффективной подвижности в пласте. Соответственно приемистость скважины в разы отличается от

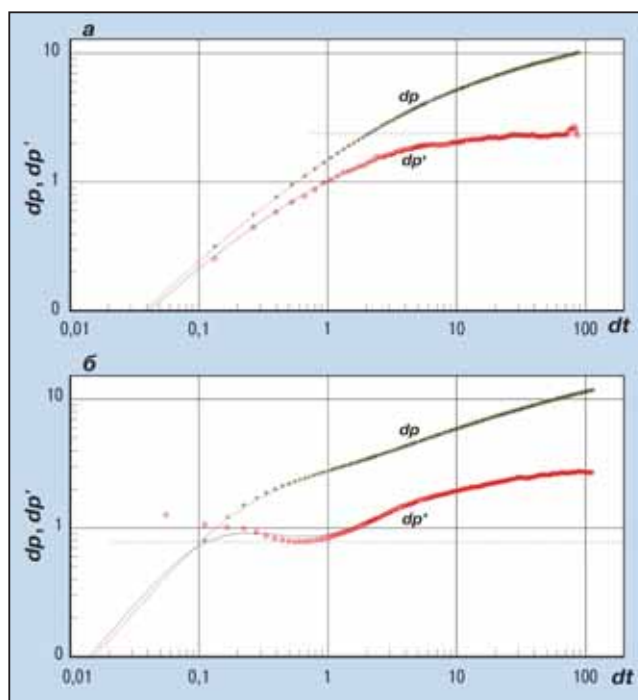


Рис. 2. Диагностический график КПД первого (а) и второго (б) типов соответственно для скв. 813 и 3048 (dp – функция давления, dp' – функция производной давления)

рассчитанной по формуле (1). Образование зоны повышенной проницаемости, видимо, связано с формированием области с развитой трещиноватостью техногенного характера вблизи скважины. Эффективная проницаемость системы, состоящей из двух радиальных зон, рассчитывается по формуле

$$k_{ef} = \frac{\ln(r_e/r_w)}{\frac{\ln(r_f/r_w)}{k_f} + \frac{\ln(r_e/r_f)}{k}}, \quad (2)$$

где r_f, k_f – соответственно радиус и проницаемость зоны трещиноватости.

Очевидно, что вязкость жидкости в пределах этих зон постоянна, так как они насыщены одной и той же жидкостью.

Число скважин, работающих с забойными давлениями выше 39 МПа, с типом КПД, приведенным на рис. 2, б, на рассматриваемом месторождении равно 19. Радиус зоны трещиноватости для этих скважин изменяется от 5 до 50 м без ярко выделенного модального значения. Эффективная подвижность жидкости в этой зоне определена по данным интерпретации КПД и изменяется от $2 \cdot 10^{-3}$ до $36 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с) с модальным значением около $5 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с).

В некоторых скважинах были проведены исследования при забойном давлении выше и ниже давления 39 МПа, результаты которых также подтверждают переход от первого типа КПД ко второму типу. Забойное давление, равное 39 МПа, хорошо согласуется с давлением раскрытия трещин.

Методика прогнозирования приемистостей скважин, работающих с забойным давлением выше давления раскрытия трещин

Зона техногенной трещиноватости, образуемая около ствола скважины, характеризуется двумя параметрами: эффективным радиусом и подвижностью в ней жидкости. Данные параметры зависят от геолого-физических характеристик пласта. Установление этих зависимостей является сложной многопараметрической задачей.

Первичный анализ данных показал, что слабая корреляция данных ($R=0,44$) имеется только между подвижностью жидкости в трещиноватой зоне и удаленной зоне пласта (рис. 3, а). Однако подвижность жидкости в невозмущенном пласте отмечается в основном в интервале $(0-2) \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с), где коэффициент корреляции значительно выше ($R=0,72$) (рис. 4, а). Соотношение подвижностей жидкости в трещиноватой и удаленной зонах пласта зависит от исходной пористости (см. рис. 3, б). Заслуживает внимания установленный факт, что при пористости пласта более 16,5 % трещиноватая зона в результате перевода скважины под нагнетание с давлением выше 39 МПа не образуется.

Из проанализированных корреляций радиуса трещиноватой зоны выделим связь с исходной эффективной подвижностью жидкости в призабойной зоне (см. рис. 4, б). Так как эта корреляция обладает большой погрешностью, предлагается выполнить простейший анализ неопределенностей с использованием максимального и минимального значений.

Предлагаемую методику проиллюстрируем на примере уже рассмотренной скв. 906. Подвижность жидкости вблизи этой скважины по данным интерпретации КВУ составляет $1,71 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с). По установленной корреляции (см. рис. 4, а) подвижность вблизи скважины после ее перевода под нагнетание равна $5,6 \cdot 10^{-3}$ мкм²/(мПа·с). Радиус зоны трещиноватости согласно рис. 4, б будет лежать в диапазоне 6–32 м. Тогда при расчете по формуле (1) с учетом выражения (2) получается, что прогнозируемая приемистость скважины составит 255-347 м³/сут, в то время как при традиционном расчете она равна 129 м³/сут.

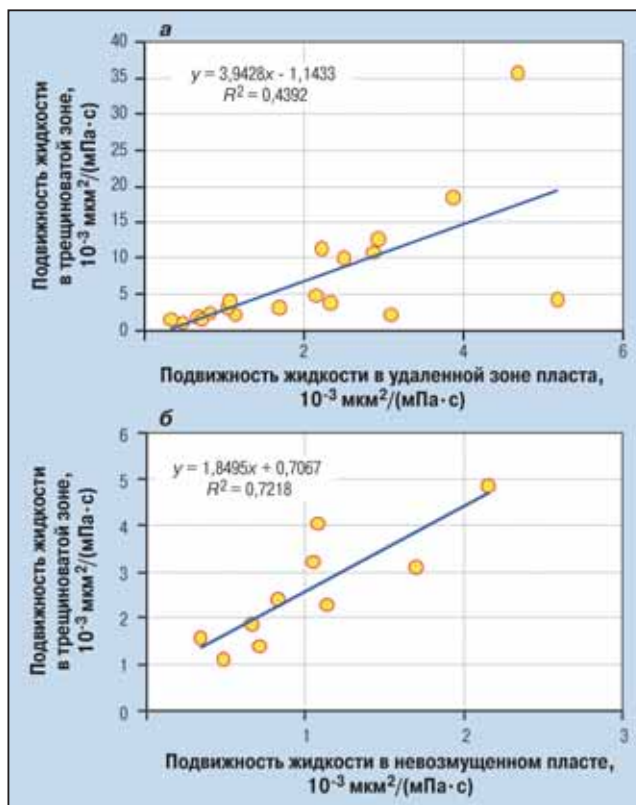


Рис. 3. Корреляция подвижности жидкости в трещиноватой зоне с подвижностью жидкости в удаленной зоне пласта (а) и в невозмущенном пласте (б)

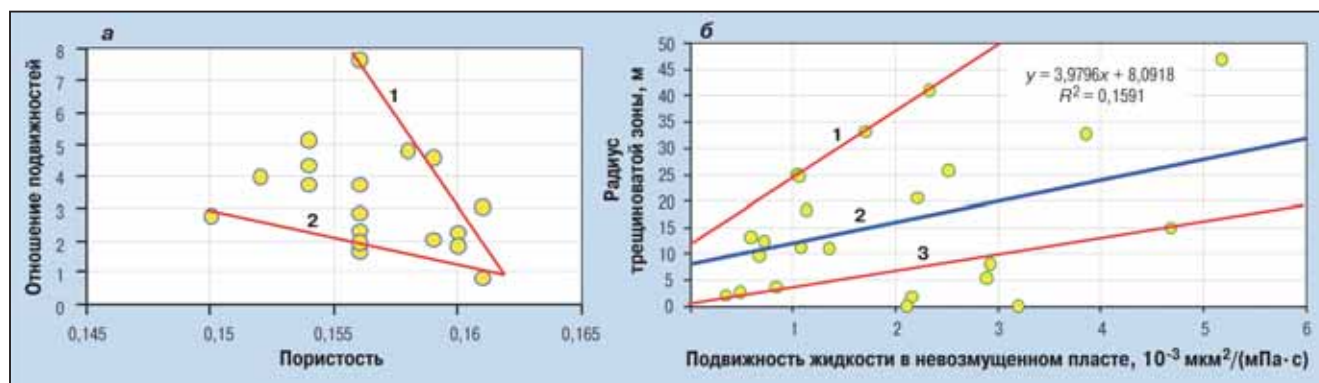


Рис. 4. Зависимость максимальных (1) и минимальных (2) соотношений подвижностей от исходной пористости пласта (а) и корреляция между радиусом образованной зоны трещиноватости и исходной подвижностью жидкости в невозмущенном пласте (б): 1, 3 – интервал погрешности корреляции; 2 – базовая зависимость

Выводы

1. При анализе КПД нагнетательных скважин зарегистрирован второй радиальный режим течения с подвижностью жидкости, большей ее подвижности в пласте. Это свидетельствует об образовании вокруг скважины зоны со свойствами, отличающимися от пластовых, при забойном давлении выше 39 МПа.

2. Анализ неопределенностей позволил получить минимальные и максимальные оценки распределения радиусов и подвижностей жидкости в зоне, образовавшейся при превышении забойного давления над давлением образования трещин.

3. Установлено, что при пористости более 16,5 % «трещиноватая» зона не образуется.

4. По предложенной методике можно определить приемистость добывающих скважин при переводе их в категорию нагнетательных при создании забойного давления выше 39 МПа.

Список литературы

1. Paul van den Hoek. Waterflooding under induced fracturing conditions//SPE Applied Technology Workshop «Water management – Mixing Oil With Water». – Moscow. – Dec. 4-7. – 2006.
2. Медведский Р.И. Ручейковая теория вытеснения нефти водой//Известия вузов сер. Нефть и газ. – 1997. – № 6. – 69 с.
3. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. Подземная гидромеханика. – М.: Недра, 1993. – 415 с.
4. Dake L.P. The Practice of Reservoir Engineering. – Edinburgh//ELSEVIER Publisher. – 1994. – 526 p.

Влияние неустановившегося изменения фильтрационно-емкостных свойств на режимы эксплуатации пластовой системы

С.К. Грачева (ООО «ТННЦ»),
А.В. Стрекалов (ТюмГНГУ)

The influence of poroperm properties transient alteration on reservoir system operation drive

S.K. Gracheva (TNNC LLC),
A.V. Strekalov (Tyumen State Oil and Gas University)

Reflects on adequate considerations of factors that exert technogenic impact on reservoir system when analyzing and predicting reservoir system state. Obtained results of the modeling confirm Russian specialists' belief of the presence and formation of high conductivity channels between injection and producing wells.

В данной статье рассматриваются вопросы адекватного учета факторов техногенного воздействия на пластовую систему при анализе и прогнозировании ее состояния.

Предпосылкой к дополнительным исследованиям по данной тематике стало определение в ходе анализа фактических замеров приемистостей и устьевых давлений нагнетательных скважин Северо-Покурского месторождения. В более 70 % случаев обнаружены противоречия классическим законам гидромеханики пласта: рост приемистостей, сопровождающийся снижением забойного и устьевого давлений. Индикаторные линии показали, что в большинстве случаев точки режимов хорошо аппроксимируются (с малой дисперсией) линейной или квадратичной зависимостью. Однако полученные коэффициенты приемистости, равные величине обратной первой производной функций $p_{\text{заб}}(Q_c)$ ($p_{\text{заб}}$ – забойное давление, МПа; Q_c – приемистость, м³/сут), меньше нуля. Такие результаты показывают наличие явления, связанного скорее всего с интенсивным изменением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойных зон или динамическим трещинообразованием.

Появление некондиционных данных (индикаторные линии показывают снижение устьевого и забойного давлений при увеличении приемистости) делает невозможным классическое определение адекватных ФЕС и прогнозирование состояния пластовой системы в целом. Некорректность анализа режимов работы нагнетательных скважин по индикаторным линиям может быть связана с недопустимостью оценки данных режимов как установившихся. Поэтому в общем случае определяемые телеметрией режимы нагнетательных скважин лучше рассматривать как неустановившиеся.

При исследовании многопластовых скважин часто наблюдается неоднозначность в определении текущего пластового давления методами установившихся и неустановившихся отборов вследствие того, что пласты, вскрытые скважиной, по-разному проявляются при установившемся и неустановившемся течении. Например, если при снятии индикаторных линий межпластовые перетоки маловероятны при работе на режиме отбора или нагнетания с забойным давлением существенно выше или ниже пластового, то при снятии кривых восстановления (КВД) или падения (КПД) давления они вносят погрешности в определение ФЕС. Результаты вычислительных экспериментов (гидродинамическая модель пласта [1], HydraSym) с нагнетательной скв. 201 Северо-Покурского месторождения, одновременно работающей на пласты АВ₁³, АВ₂¹ и АВ₂² с коэффициентами проницаемости, равными соответственно 0,3; 0,06 и 0,03 мкм², и равномерным распределением пластового давления (т.е. соответствующим гидростатическому распределению), равного соответственно 16,37; 16,47 и 16,69 МПа, приведены на рис. 1, 2.

Как видно из рис. 1, 2, пласт АВ₂² после отработки скважины имеет повышенное пластовое давление по сравнению с остальными пластами, обусловленное низкой проницаемостью пласта и, как следствие, слабым оттоком с контура зоны воздействия скважины (ЗВС). Хотя пласт принимает меньшую долю закачиваемой воды вследствие «затрудненного» продвижения жидкости с контура ЗВС в удаленную зону, его пластовое давление в окрестности скважины выше. После остановки ($t > 20$ сут) в пласте АВ₂² сначала снижается давление, а затем поступает жидкость из пластов АВ₂¹ и АВ₁³, и давление возрастает. В пласте АВ₂¹ (см. рис. 1, в) давление восстанавливается также поэтапно.

Если перестроить полученную на рис. 1, а КПД с момента остановки скважины (см. рис. 2) до восстановления давления в логарифмических координатах, то характер КПД будет соответствовать кривой с характерными точками перегиба, которые отражают моменты начала и конца перетоков в стволе скважины между пластами.

Проявления в двухемкостной среде, обусловленной наличием трещин в ЗВС, в целом аналогичны проявлениям в многопластовой системе, однако в процессе раскрытия и смыкания трещин появляются дополнительные факторы.

Приведем результаты простого вычислительного эксперимента на той же модели с учетом изменения проницаемости и фактора раскрытия/смыкания трещин в ЗВС скв. 641 Северо-Покурского месторождения (рис. 3). Из динамики толщин трещин видно, что при запуске скважины трещины дискретно раскрываются, а после остановки скважины смыкаются, причем не одновременно по направлениям.

Характер развития трещин в зоне воздействия нагнетательных скважин, а также между ними согласно принятой гипотезе показывает, что направление трещины определяется превышением текущего градиента давления над критическим, зависит от проницаемости трещин и градиента разрыва: чем выше эти параметры, тем более крупные трещины будут образовываться. При малых градиентах разрыва и проницаемости трещин вокруг нагнетательных скважин образуется сеть мелких трещин с относительно небольшими толщинами. Это происходит из-за того, что давление в ЗВС при таких условиях распределяется практически равномерно в зонах между образовавшимися трещинами. При больших проницаемости трещин (более 0,1 мкм²) и градиентах разрыва (более 0,1 МПа/м) давление в окрестности трещин

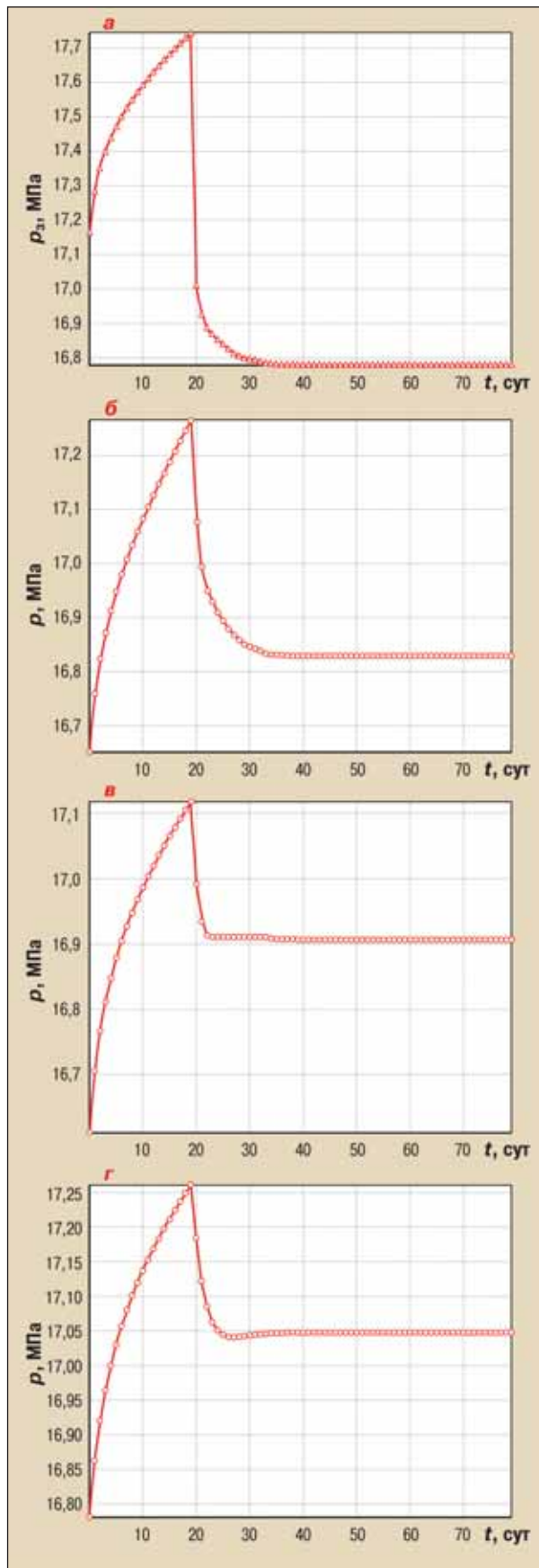


Рис. 1. Динамика давления в скв. 201 после запуска с приемистостью 400 м³/сут в течение 20 сут с последующей остановкой: а – на забое скважины в пласте АВ₁³; б – на расстоянии 90 м в пласте АВ₁³; в – на расстоянии 90 м в пласте АВ₂¹; г – на расстоянии 90 м в пласте АВ₂²

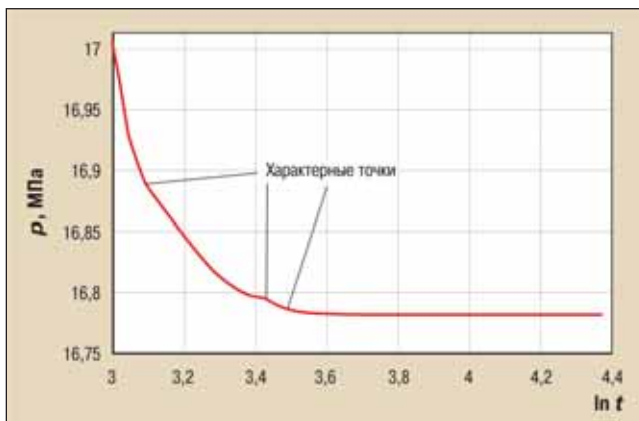


Рис. 2. КПД скв. 201 в логарифмических координатах

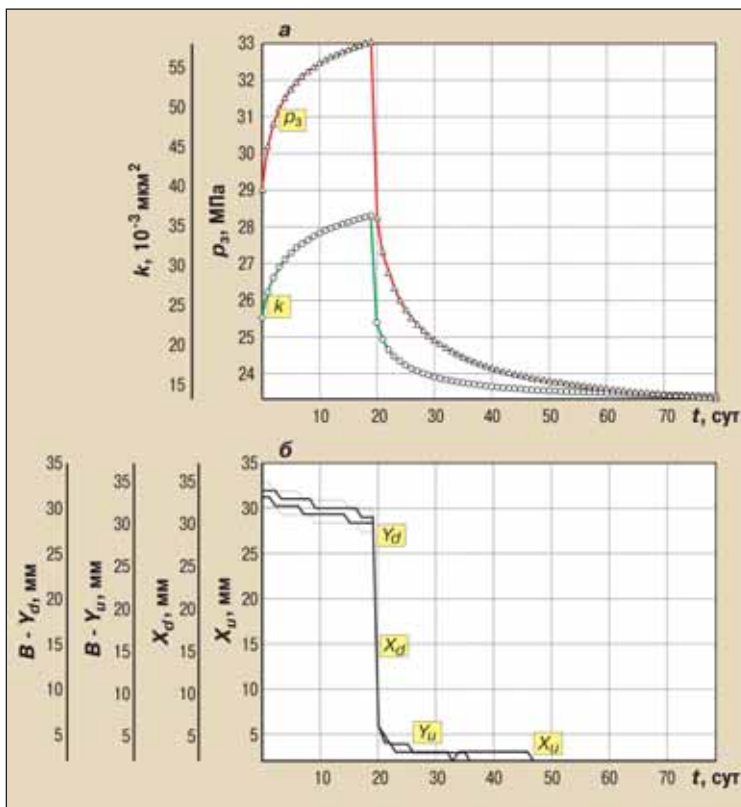


Рис. 3. Динамика режимов и свойств ЗВС скв. 641 с учетом изменения проницаемости и наличия трещинообразования:

X_u, X_d, Y_u, Y_d – толщины трещин в направлениях осей X и Y от центра ячейки ствола скважины к ее граням: d – вдоль оси, u – против оси

и ЗВС распределится таким образом, что в трещинах оно будет наибольшим, так как в них потери давления на сопротивление фильтрации наименьшие. Поэтому крупные трещины больше склонны к длительному развитию – удлинению при создании следующих условий: низкого пластового давления в окрестности концов трещин и невысокой проницаемости в зонах между трещинами.

Как видно из рис. 4, а, прорыв трещины происходит примерно через 380 сут, сопровождается резким ростом забойного давления и дестабилизацией дебитов нефти и воды. Это связано с периодической деформацией (частичным смыканием и раскрытием) трещин в зоне воздействия данной добывающей скважины. Ко времени, превышающем 850 сут, дебиты начинают стабилизироваться. Прорыв воды в добывающую скважину происходит ко времени 590 сут (см. рис. 4, а), когда дебит воды по модулю резко возрастает от 145 до 230 т/сут в течение 50 сут.

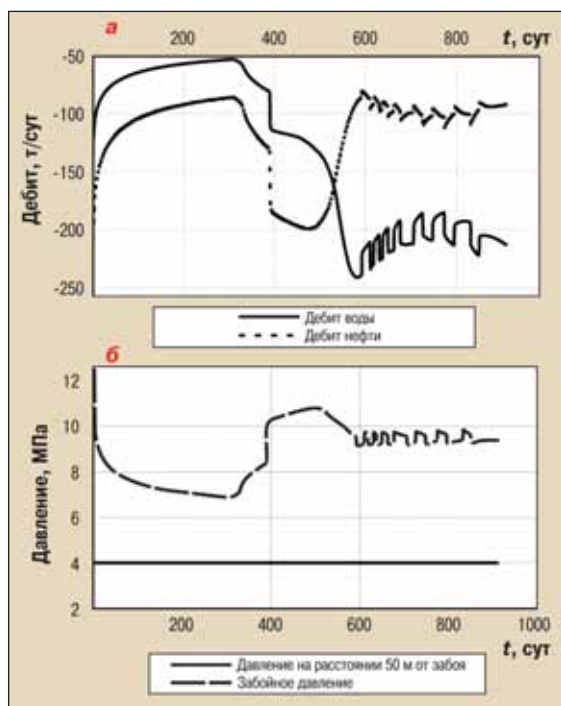


Рис. 4. Динамика дебитов (а) и давлений (б) в ближайшей добывающей скв. 738 (знак «минус» означает отбор)

Благоприятные условия формирования больших по длине трещин (макротрещин), как это было показано, могут возникать при несвоевременном запуске нагнетательных скважин – с большой

задержкой, приводящей к снижению пластового давления вследствие работы добывающих скважин. Наиболее благоприятным условием образования трещин в нагнетательных скважинах является компенсация отбора группы добывающих скважин закачкой в одну нагнетательную скважину.

Важно отметить, что трещины согласно принятой гипотезе образуются и в зоне воздействия добывающих скважин при низких забойных давлениях (5 – 10 МПа). Однако в прискважинной зоне пласта они не раскрываются, а в зоне, близкой к контуру ЗВС, могут раскрываться незначительно (до 0,5 мм) при нормальном пластовом давлении. Если давление на контуре ЗВС завышено вследствие работы нагнетательных скважин или других причин, то раскрытие трещин в зоне воздействия добывающих скважин может быть значительным, трещины могут даже достигать точки эксплуатационного забоя.

Из рассмотрения факторов и показателей распространения техногенных трещин, полученных на основании модели и гипотезы о формировании трещин [2] следует, что результаты моделирования подтверждают мнение российских ученых Р.И. Медведского, С.И. Грачева, А.С. Трофимова (1992 г.) о наличии и формировании каналов высокой проводимости между нагнетательными и добывающими скважинами.

Список литературы

1. А.с. № 2002611864. Комплекс универсального моделирования технических гидравлических систем поддержания пластового давления (Hydra'Sym)/ А.В. Стрекалов. – М., 2002.
2. Стрекалов А.В. Математические модели гидравлических систем для управления системами поддержания пластового давления. – Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. – 664 с.

НОВАЯ КНИГА

Ветераны: из истории развития нефтяной и газовой промышленности. Вып. 21. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2008. – 256 с.

Вышел в свет очередной, двадцать первый, выпуск исторического сборника «Ветераны: из истории развития нефтяной и газовой промышленности», издающийся «Нефтяным хозяйством» совместно с Советом пенсионеров-ветеранов войны и труда ОАО «НК «Роснефть». В рубрике «В Совете пенсионеров-ветеранов» публикуется доклад заместителя председателя Совета Н.М. Еронина о проделанной работе и список нового Бюро Совета. Рубрика, посвященная Великой Отечественной войне, содержит хронику 1943 г., в которой соединены важнейшие события военной и отраслевой истории, а также статью недавно ушедшего из жизни историка отрасли А.А. Иголкина «Нефтяная промышленность СССР в 1944 – 1945 гг.». В этом выпуске впервые опубликован интересный документ о развитии геолого-разведочных работ в первые годы войны – стенограмма заседания коллегии Наркомата нефтяной промышленности от 28 марта 1942 г., посвященного работе Главгеологии Наркомнефти, после чего произошла смена руководителей нефтяной геологии.

В рубрике «Из истории нефтяной промышленности СССР» публикуются выдержки из неопубликованных «Очерков истории развития нефтегазовой геофизики в СССР», посвященные развитию советской нефтяной геофизики в годы первых пятилеток. Большой интерес для любителей истории нефтяной промышленности может представлять не публиковавшееся ранее письмо Министра нефтедобывающей промышленности СССР В.Д. Шашина в ЦК КПСС с обоснованием необходимости передачи его министерству всей системы трубопроводного транспорта нефти, датированное 1966 г. (передача состоялась в 1970 г.). Это письмо дополняется продолжением публикации статьи В.Е. Петрова по истории трубопроводного транспорта нефти в СССР в 70-е годы XX в.

Рубрика воспоминаний содержит статьи Л.Г. Аристакесяна о Т.Ф. Рустамбекове, Ш.С. Донгаряна о В.И. Муравленко и Р.Ш. Мингарееве, Д.Ф. Балденко и В.П. Шумилова о М.Т. Гусмане, Н.М. Еронина о Л.М. Кузнецове. Завершает эту рубрику продолжение воспоминаний об известном советском инженерере А.С. Эйгенсоне.

Традиционно сборник содержит поздравления известных специалистов отрасли, отметивших юбилей в конце 2007 г. и в течение 2008 г.

Завершают выпуск некрологи ушедших из жизни видных нефтяников.

По вопросам приобретения обращаться в издательство «Нефтяное хозяйство» (Евдошенко Юрий): (495) 730-07-17; editor3@oil-industry.ru



Оценка качества гидродинамического моделирования на основе решения задачи адаптации в прискважинной окрестности

С.В. Степанов, В.В. Васильев
(ООО «ТННЦ»)



При численном гидродинамическом моделировании задач разработки часто возникают трудности по настройке на историю, особенно отдельных скважин. С одной стороны, это является следствием качества и количества исходной информации о системе пласт – флюиды, с другой, – данная проблема связана с особенностью численной реализации используемого симулятора, в частности, моделирования процессов в прискважинной окрестности.

Опыт гидродинамического моделирования часто показывает превышение расчетной обводненности над фактической. Аналогичная ситуация возникает при аналитическом решении задачи вытеснения в прискважинной окрестности [1]. Следовательно, требуется оценить качество гидродинамического моделирования с точки зрения особенностей распределения флюидонасыщенности в скважинных ячейках. Для решения данной проблемы сформулирована обратная задача идентификации свойств прискважинной окрестности, учитывающая как фактическую информацию о разработке объекта, так и результаты численного моделирования на его модели. Анализ неопределенности основывается на методе Монте-Карло с минимизацией целевой функции методом Нелдера – Мида.

Применение рассматриваемого подхода позволяет анализировать и адаптировать численные модели на новом уровне и исключить необходимость многократных реализаций гидродинамического моделирования, искажающих физическую сущность реальных процессов вытеснения. При этом оценка качества моделирования полностью зависит, с одной стороны, от полноты модельных представлений о процессах, протекающих в пластах при их разработке, с другой, – от точности их отражения в физико-математической модели.

Постановка задачи

Гидродинамические симуляторы используют численное конечно-разностное решение уравнений, описывающих рассматриваемую систему пласт – флюиды. Такой подход для решения практически важных задач разработки залежей углеводородов является единственно возможным и оперирует понятием средних значений параметров, относящихся к данным узлам конечно-разностной сетки, точнее к данным контрольным объемам. Размеры контрольных объемов при моделировании среднестатистических залежей нефти составляют около 100×100 м в плане и около 1 м по вертикали. Очевидно, что при подобной дискретизации задача настройки отдельных скважин становится некорректно сформулированной.

Рассматриваемая проблема давно известна и для ее решения предложены различные подходы [2, 3]. Нами рассматривается

Dynamic model quality assessment based on history match solution in well vicinity

S.V. Stepanov, V.V. Vasilyev
(TNNC LLC)

Examines an issue of modeling a well against production history on global scale (within the entire modeled target zone) and local scale (in well vicinity). Evaluates an accuracy level of the global model by using ad hoc inverse solution which honors interrelationship between actual data and estimates made when solving global and local problems. Shows evaluation test of the technique with a focus on case study of one of the fields in Orenburg region).

подход, основанный на оценке качества численного гидродинамического моделирования, т.е. определяется, насколько имеющееся численное решение глобальной задачи (для всей залежи) адекватно реальной ситуации. Для этого сформулируем обратную задачу, учитывающую решение глобальной задачи, но локализованную в скважинной окрестности.

Рассмотрим вариационную задачу

$$\Phi = \sum_t \left[\left(\frac{F^a - F^c}{F^a} \right)_t^2 + \alpha_t \left(\frac{p^a - p^c}{p^a} \right)_t^2 + \beta_t \sum_k \left[\left(\frac{S_k^G - S_k^L}{S_k^G} \right)_t^2 + \left(\frac{D_k^G - D_k^L}{D_k^G} \right)_t^2 \right] \right] \rightarrow \min, \quad (1)$$

где F – обводненность; p – забойное давление; a, c – индексы, означающие соответственно замеренные и вычисленные значения; S – водонасыщенность в ячейке; D – давление в ячейке; G, L – индексы, характеризующие значения, полученные из решения соответственно глобальной и локальной задачи; α, β – весовые коэффициенты; t, k – индексы, означающие соответственно временной этап и индекс ячейки, через которую проходит рассматриваемая скважина в глобальной модели.

Первая часть функционала отвечает за соответствие расчетных и фактических данных, вторая – за согласованность решения локальной и глобальной задач.

В процессе рассмотрения вариационной задачи решается локальная задача, причем область течения в последней совпадает с таковой в глобальной задаче, но содержит значительно большее число активных ячеек. Насыщенность и давление, входящие в функционал и получаемые при решении локальной задачи,

усредняются в пределах границ соответствующих ячеек на глобальной сетке.

Физико-математическая модель фильтрации для локальной задачи может иметь любой обоснованный вид, в нашем случае

$$\begin{cases} \left(m(\delta_o \beta_o + \delta_w \beta_w) + \beta_R \right) \frac{\partial p_w}{\partial t} = \left(\bar{\nabla} \cdot (\kappa_o + \kappa_w) \bar{\nabla} p_w + \kappa_o \bar{\nabla} \bar{p} - (\kappa_o \rho_o^0 + \kappa_w \rho_w^0) \bar{g} \right) \\ \frac{\partial m \rho_w^0 S_w}{\partial t} = \left(\bar{\nabla} \cdot \rho_w^0 \kappa_w (\bar{\nabla} p_w - \rho_w^0 \bar{g}) \right) \end{cases} \quad (2)$$

где m – пористость; $\delta = \rho^* / \rho^0$ – отношение истинной плотности при заданном давлении к текущей истинной плотности; β – коэффициент сжимаемости; R, w, o – индексы, показывающие принадлежность параметра соответственно породе, водной и нефтяной фазе; p – давление в фазе; $\kappa = kf/\mu$ – проводимость по фазе; k – абсолютная проницаемость; f – относительная фазовая проницаемость (ОФП); μ – динамическая вязкость; \bar{p} – капиллярное давление (КД); ρ^0 – истинная плотность фазы; \bar{g} – ускорение свободного падения; S – насыщенность.

Для КД использована формула Леверетта, ОФП задавались следующими степенными формулами:

$$f_o(S_w) = \begin{cases} 1, S_w < S_{wr} \\ \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wr}} \right)^A, S_{wr} \leq S_w \leq 1 - S_{or} \\ 0, S_w > 1 - S_{or} \end{cases} \quad (3)$$

$$f_w(S_w) = \begin{cases} 0, S_w < S_{wr} \\ \left(\frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{wr}} \right)^B, S_w \geq S_{wr} \end{cases} \quad (4)$$

где S_{wr}, S_{or} – остаточная соответственно водонасыщенность и нефтенасыщенность; A, B – параметры, задающие прогиб кривых ОФП для соответственно нефти и воды.

В качестве управляющих параметров может использоваться любой набор параметров, требующий уточнения. Обычно это абсолютная проницаемость, ОФП и КД.

Таким образом, рассматриваемую задачу нужно решать в два этапа. На первом этапе выполняются расчеты на имеющейся гидродинамической модели с выгрузкой информации по потокам, насыщенности, давлению в ячейках с выбранными для исследования скважинами. Эти данные необходимы для формулировки начального и граничных условий применительно к локальной задаче, а также для вычисления части функционала (1), отвечающей за согласованность решений в глобальной и локальной постановках.

Вторым этапом является решение вариационной задачи (1). Для этого был создан оригинальный программный продукт, ориентированный на решение вариационных задач с минимизацией функционала методом Нелдера – Мида и неголономными связями (2). Для анализа неопределенности предусмотрено вероятностное задание начального симплекса по методу Монте-Карло.

Численное решение уравнений системы (2) реализовано в координатах r - z на неравномерной вдоль радиуса r сетке по методу IMPES. Расчетная сетка предусматривает также моделирование области течения в условно непроницаемых породах кровли и подошвы.

Апробация методики

В качестве примера рассмотрим модель пласта Б₂ Тананьковского месторождения Оренбургской области.

Основанием для выбора данного объекта явилась то, что пласт характеризуется значительным различием вязкости насыщающих его нефти и воды. Это исключает поршневой характер вытеснения и позволяет объяснить сложную динамику обводнения скважин с точки зрения влияния капиллярных и деформационных процессов. Именно такие процессы для адекватного описания требуют значительной детализации расчетной сетки, следовательно, оценка качества моделирования с использованием рассматриваемого подхода в данном случае особенно необходима.

За начальное приближение возьмем модель, расчет по которой показывает значительное различие с фактическими данными, следовательно, требуется адаптация. Исходя из отмеченного, рассмотрим гипотезу, по которой имеющееся различие связано с тем, что некорректно проводится моделирование в скважинных ячейках. Для исследования из имеющихся скважин выберем одну, характеризующуюся практически полным диапазоном изменения обводненности, отсутствием заколонных перетоков жидкости и эксплуатирующую один пласт на протяжении всей своей истории.

Исходными данными для расчетов были следующие: толщина пласта – 20 м, относительная нефтенасыщенная толщина – 0,89, $\beta_R = 0,3$ ГПа⁻¹; $\beta_w = 4,7$ ГПа⁻¹; $\beta_o = 9,1$ ГПа⁻¹; $\rho_w^0 = 1183$ кг/м³; $\rho_o^0 = 893$ кг/м³; $\mu_w = 1$ мПа·с; $\mu_o = 32$ мПа·с; $\sigma = 0,01$ Н·м; $m = 0,19$. Абсолютная проницаемость, параметры ОФП (3), (4) A и B взяты в качестве управляющих с диапазонами изменения соответственно $(100-500) \cdot 10^{-3}$ мкм²; 4 – 8; 0,5 – 3.

Минимизация функционала (1) осуществлялась при 100 взаимноисключающих положениях начального симплекса. Вершины начального симплекса формировались, исходя из вероятностного задания набора управляющих параметров для одной из вершин и вычисления векторов управляющих параметров для оставшихся вершин путем незначительного изменения исходного вектора. За критерий окончания процедуры минимизации было выбрано достижение разницы между двумя последовательными значениями функционала 1 %. Подобная скорость спуска была достигнута при всех реализациях, однако успешными с точки зрения качества решения прямой задачи были лишь 36 реализаций, в остальных 64 различие между фактическими и расчетными значениями было слишком велико.

Изменение текущего и минимального значений функционала в зависимости от итерации для одной из реализаций показано на рис. 1. Подобное поведение характерно для всех реализаций. В начале итерационной процедуры наблюдаются значительные выбросы, что свидетельствует о существенной зависимости решения прямой задачи от незначительного изменения вектора управляющих параметров. Дальнейшая стабилизация связана с деформацией симплекса и достижением локального минимума, или овражных зон на поверхности функционала. При рассмотрении частных решений установлено, что чем больше степень нелинейности уравнений (2), тем значительнее «всплески» при решении вариационной задачи.

На рис. 2 приведены фактические и расчетные показатели работы скважины. Расчетные кривые получены с использованием глобальной (первоначальный и уточненный варианты) и локальной моделей. Уточненный расчет на глобальной модели был выполнен при использовании технологии радиального локального измельчения расчетной сетки в прискважинной окрестности с заданием в ней параметров (абсолютной проницаемости и ОФП), полученных при решении вариационных задач. Из представленных расчетных кривых только полученные при решении локальной задачи в достаточной степени согласуются с фактическими. Следовательно, исходная модель в доста-

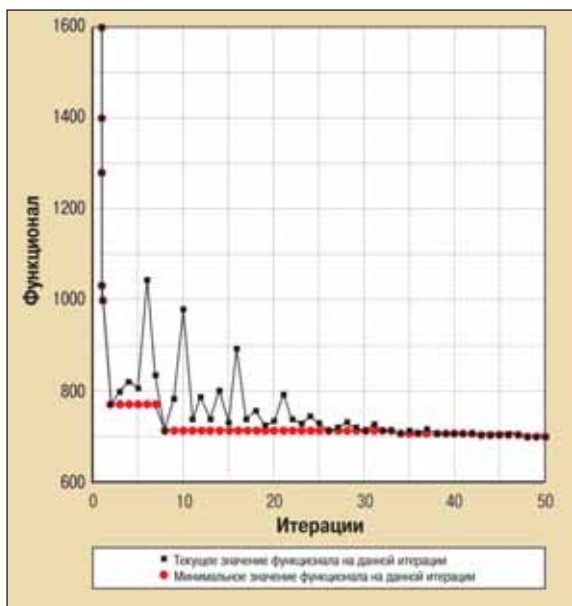


Рис. 1. График минимизации функционала

точной степени соответствует реальным условиям. Решение в глобальной уточненной постановке не совпало с решением в локальной постановке, что связано с невозможностью на глобальной модели реализовать эффективную модель с расчетной сеткой той же детальности.

Значения управляющих параметров, давших наименьшее значение функционала (1), следующие: абсолютная проницаемость – $328 \cdot 10^{-3}$ мкм², $A=5,73$ и $B=1,24$. Эти величины согласуются с математическими ожиданиями, вычисленными в 36 реализациях и равными соответственно $305 \cdot 10^{-3}$ мкм², 5,93 и 1,18 со стандартными отклонениями соответственно $33 \cdot 10^{-3}$ мкм², 0,71 и 0,24. Проведенная статистическая оценка свидетельствует о достаточной надежности полученных данных.

С физической точки зрения сложный характер обводнения скважины может быть связан с совместным действием капиллярных и гравитационных сил, проявлением зависимости ОФП от градиента давления, а также с влиянием разномасштабных деформационных процессов, протекающих в системе пласт – флюиды. Подробно это изложено в работах [4, 5].

Таким образом, расчет, выполненный на глобальной модели, результаты которого значительно отличаются от фактических данных, может быть адекватным реальным условиям, если рассматривать решение на более детальной расчетной сетке с граничными условиями, взятыми из решения глобальной задачи.

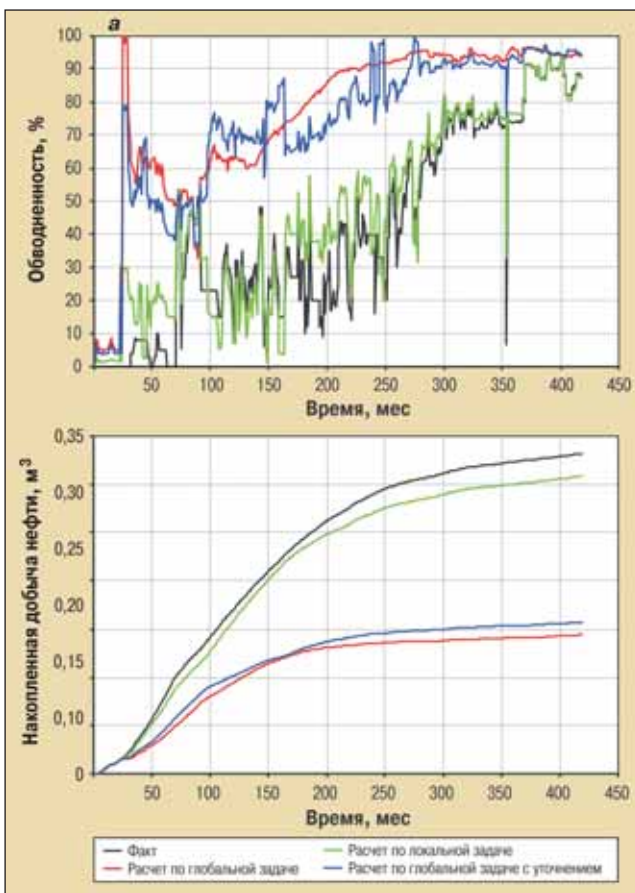


Рис. 2. Фактическая и расчетные динамики обводненности скважины (а) и накопленной добычи нефти (б)

Список литературы

1. Степанов С.В. Математическое моделирование скважины с учетом структуры насыщения расчетной ячейки // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №4. – С. 52-55.
2. Закиров И.С. Развитие теории и практики разработки нефтяных месторождений. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2006. – 356 с.
3. Закиров Э.С. Трехмерные многофазные задачи прогнозирования, анализа и регулирования разработки месторождений нефти и газа. – М.: Грааль, 2001. – 303 с.
4. Степанов С.В., Ефимов П.А. Влияние переходной зоны и скорости вытеснения на динамику обводнения скважины // Нефтяное хозяйство. – 2006. – №7. – С. 84-86.
5. Степанов С.В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №8. – С. 72-74.

Термогидродинамические исследования сложнопостроенных коллекторов на стадии освоения

В.Н. Федоров, В.А. Лушпеев, Э.Ф. Маликова
(СургутНИПИнефть)

Thermohydrodynamic researches of complexly constructed reservoirs at a stage of development

V.N. Fedorov, V.A. Lushpeev, E.F. Malikova
(SurgutNIPIneft)

Results of carrying out of thermodynamic researches in one of Rogozhnikovskoye field wells are considered. Absolute pressure and absolute temperature change curves in points of installation of measuring instruments are given. It is marked, that the given researches at well development allow to determine the diagnostic characters of fluid inflow.

В условиях сложного строения пласта с существенно неоднородными фильтрационными свойствами особую роль приобретают геофизические и гидродинамические методы контроля разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений. Наибольший объем исследований выполяется для решения задач, связанных с диагностикой пластов. Задачи диагностики решаются при установившихся и не установившихся режимах работы скважины. При геофизических исследованиях скважин (ГИС) в промышленной практике широко применяются термодинамические методы исследования (термометрия).

Освоение скважины характеризуется кратковременным ее пуском. Как правило, скважина перед освоением промывается, чаще всего пресной или опресненной водой. При этом, если из осваиваемого пласта поступает более минерализованная вода, в зумпфе скважин создаются условия для возникновения гравитационной конвекции. Кроме того, промывка в зависимости от ее длительности нарушает тепловое поле в скважине.

При проведении геофизических исследований после длительной промывки в открытом стволе качественный состав притока определяется некорректно. Это связано с кратковременными отработками скважины и поступлением в ее ствол закачанной в пласт промывочной жидкости. Для исключения погрешности определения вязкости флюида и соответственно фазовой проницаемости необходимо увеличить время отработки скважины при исследованиях и максимально приблизить процесс фильтрации к стационарному, а также использовать дополнительные диагностические признаки (например адиабатический эффект). Комплексное проведение термодинамических и гидродинамических исследований позволяет уточнить работающие интервалы и качественный состав притока.

Термогидродинамические исследования, проведенные в скв. 735 Рогожниковского месторождения в период ее освоения компрессорным способом, подтверждают, что приток пластового флюида происходит главным образом из более проницаемых прослоев, менее проницаемые прослои работают периодически либо не работают.

Объектом исследования является пласт Тг₃ в интервалах 2684,8 – 2723,6 и 2742 – 2750 м. Воздействие на него осуществляется созданием эрлифта с использованием компрессора и пусковой муфты, установленной на глубине 500 м. В результате смешивания воздуха, поступающего через пусковую муфту, с жидкостью в стволе скважины образуется газожидкостная смесь пониженной плотности, что снижает забойное давление. Изменение давления и температуры регистрировалось автономными приборами АМТ-08, спущенными на НКТ диаметром 58 мм в контейнерах длиной 1,5 м. Приборы располагались таким образом, чтобы определить работу каждого перфорированного участка и всего интервала исследования.

По данным ГИС определены профиль и состав притока. Из всех интервалов (2688,6 – 2690,0, 2691,8 – 2693,0, 2710,6 – 2711,8, 2723,4 – 2724,0 м) поступала нефть. После отработки на режиме

скважина была остановлена на 12 ч для записи кривой восстановления давления (КВД). Дебит нефти, замеренный объемным методом, составил 15,6 м³/сут.

После подъема компоновки была проведена интерпретация результатов исследования. Показания приборов сведены вместе на рис. 1.

Анализ изменения давления от прибора к прибору с учетом разности глубин позволяет сделать вывод о том, что в интервале испытания находился пластовый флюид плотностью около 0,78 – 0,8 г/см³. Анализ изменения температуры во время отработки скважины эрлифтом (рис. 2) позволяет сделать вывод о периодической работе пласта в интервале расположения приборов № 2-5 и устойчивой работе пласта в интервале расположения прибора № 6. Изменение температуры, зарегистрированной прибором № 2 в процессе отработки, показывает периодический приток жидкости из пласта. Анализ изменения температуры по прибору № 3 позволяет утверждать наличие притока вначале и его отсутствие во второй половине отработки. По прибору № 4 отмечается приток большей интенсивности, чем по прибору № 3, но темп притока также не постоянен. Изменение температуры, зарегистрированное прибором № 5, отражает периодический характер притока.

Характер изменения температуры во время записи КВД (рис. 3) позволяет получить дополнительную информацию о процессах, происходящих в скважине. Все приборы показывают стабилизацию температуры. Изменение температуры, наблюдаемое по приборам № 2 и № 3, объясняется замещением (смешиванием) более теплого флюида (снизу) более холодным (из зоны размещения прибора № 3). Отсутствие изменений температуры на других приборах объясняется тем, что при движении вверх теплый флюид остывает.

Стравливание избыточного давления на устье скважины после записи КВД позволило создать большой перепад давления (85 атм). Изменение температуры в этот период (рис. 4) характеризует процесс уменьшения давления на забое скважины, сопровождающийся снижением температуры вследствие адиабатического расширения на всем интервале испытания. После окончания стравливания по всем приборам наблюдается рост температуры. Это обусловлено затуханием притока во всем интервале испытания.

Коэффициент адиабатического расширения η , рассчитанный по изменению давления и температуры в интервале времени от 20,75 до 21,5 ч (рис. 4), равный 0,00215 °С/атм для прибора № 6, 0,00306 °С/атм

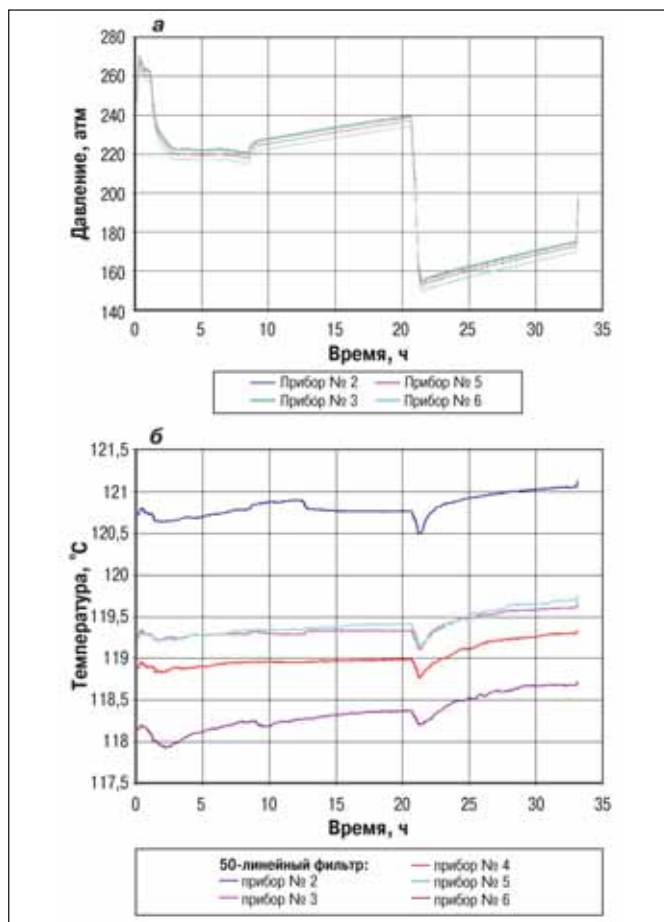


Рис. 1. Изменение абсолютных давления (а) и температуры (б) в точках установки приборов

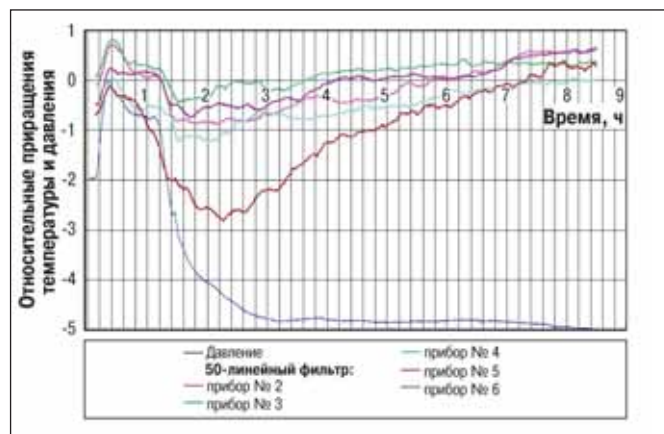


Рис. 2. Изменение относительных приращений температуры и давления в точках установки приборов в момент отработки скважины эрлифтом

для прибора № 5, 0,002635 °С/атм для прибора № 4, 0,002624 °С/атм для прибора № 3 и 0,00335 °С/атм для прибора № 2, характеризуют процессы, происходящие в нефтяной среде. Несколько заниженные его значения по сравнению с опытными (0,0044–0,0052 °С/атм для нефти и 0,0018 °С/атм для пластовой воды) объясняются длительностью процесса (0,45 ч). За это время прибор успевает прогреться как от породы, так и притока жидкости из пласта.

По КВД (прибор № 5) методом Хорнера рассчитано пластовое давление на кровлю верхнего интервала испытания. Оно составило 249,2 атм. Замеренный объемным методом дебит в среднем был равен 15,6 м³/сут, средняя депрессия составила 28 атм, коэффициент

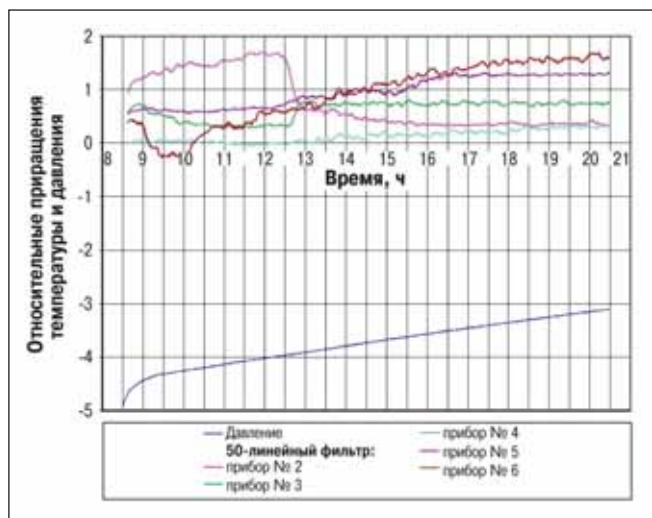


Рис. 3. Изменение относительных приращений температуры и давления в точках установки приборов в процессе восстановления давления

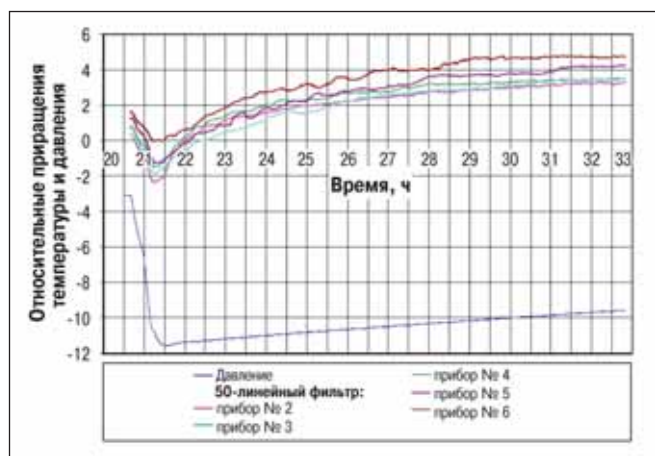


Рис. 4. Изменение относительных приращений температуры и давления в точках установки приборов в процессе срабатывания давления на устье и восстановления уровня

продуктивности – 0,56 м³/(сут·атм). В результате обработки КВД получены следующие параметры: проницаемость – 0,00288 мкм²; коэффициент продуктивности – 0,6623 м³/(сут·атм); пористость основной породы – 19,99 %; пористость трещин – 0,00707 %; общая гидропроводность – 0,0096746 мкм²·м/(мПа·с); подвижность флюида – 0,002058 мкм²/(мПа·с).

Таким образом, одновременная регистрация параметров давления и температуры при проведении термогидродинамических исследований и последующей интерпретации с использованием набора диагностических признаков позволяет определить приток пластового флюида и его качественный состав в интервале исследования.

Список литературы

1. РД 5753490-038-2003. Методическое руководство по определению работающих интервалов горизонтальных скважин с использованием «гирлянды» автономных приборов и эжекторного многофункционального пластоиспытателя. – Сургут: ОАО «Сургутнефтегаз», 2003. – 27 с.
2. Практические указания по испытанию поисковых и разведочных скважин на нефть и газ. Ч. 2. Освоение скважин, интенсификация притоков из поровых коллекторов. – Тюмень, 1988. – 366 с.



Применение вспененных ингибирующих композиций при борьбе с осложнениями в скважинах Арланского месторождения

Б.Р. Гильмутдинов, Ю.В. Антипин
(Уфимский гос. нефтяной технический университет),
А.Г. Шакрисламов (Арланское УДНГ филиала
ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул»)

Application of foamed inhibiting compositions at Arlanskoeye oilfield wells complications control

B.R. Gilmutdinov, Yu.V. Antipin (Ufa State Oil Technical University),
A.G. Shakrislamov (Arlanskoeye UDNG,
Bashneft–Yanau Branch of Bashneft ANK)

The dynamics of number of seal failures of casing pipe in Arlanskoeye oilfield wells is given. Pilot tests of the developed way of downhole equipment protection are executed. Efficiency of application of inhibiting compositions, foamed by nitrogen, is established.

Отложение солей сложного состава в скважинном оборудовании и его коррозия значительно осложняют эксплуатацию скважин в большинстве старых нефтедобывающих регионах России, таких как Урало-Повольжье. Разработка Арланского месторождения, являющегося одним из крупнейших месторождений этого региона, на завершающей стадии сопровождается подобными осложнениями. Борьба с ними требует существенных затрат времени и материальных средств. От результатов проводимых мероприятий зависит рентабельность эксплуатации скважин в целом.

Заводнение таких крупных месторождений, как Арланское, требует значительных объемов воды. На этапе проектирования и освоения месторождения не предполагалось серьезных осложнений в будущем из-за использования вод, не прошедших специальной подготовки. Система поддержания пластового давления осваивается через год после ввода месторождения в промышленную разработку, сначала базируясь на закачке пресных вод с последующим переходом на опресненные и минерализованные попутно добываемые воды. Компенсация отбора закачкой была достигнута через 7 лет. В качестве рабочего агента использовались воды рек Белой и Камы, насыщенные сульфатами, кислородом воздуха и биосредой. Размеры месторождения предопределили применение внутриконтурной системы заводнения.

Сочетание перечисленных факторов наряду с интенсивными темпами разработки обусловило следующие периоды эксплуатации осложненного фонда скважин. Период безводной эксплуатации был существенно сокращен и составлял не более 4 лет. Затем начался период обводнения добываемой продукции, который характеризовался снижением минерализации хлоркальциевых вод, ростом концентрации сульфат-ионов, что привело к отложению гипса в скважинах. Последовавший период интенсивного гипсообразования сопровождался большим числом внеплановых ремонтов по восстановлению работоспособности насосных установок и трудоемких капитальных ремонтов (КРС) по очистке ствола и забоя скважины от гипса, что существенно отражалось на качестве обсадной колонны. Эта стадия продолжительностью 5-10 лет заканчивается вместе с опреснением попутно добываемых вод. После нее наступает период относительно стабильной эксплуатации скважины при малом отложении гипса. В этот период в скважине создавались условия для развития биосреды – сульфатовосстанавливающих бактерий (СВБ). Далее начинается период эксплуатации скважины в условиях отложения солей комплексного состава с преимущественным содержанием сульфида железа и интенсивной сероводородной коррозией. Причина таких явлений – интенсивная жизнедеятельность СВБ, активно продуцирующих сероводород [1].

Такие процессы характерны для многих других месторождений Башкортостана. Например, в работе [2] показано, что под воздей-

ствием СВБ в стволе скважины протекают процессы, приводящие к аномально высокой скорости коррозии металла и отложению сульфида железа за счет как выноса его из пласта в составе добываемой продукции, так и образования в межтрубном пространстве продуктов коррозии. В этот период в большом числе скважин выявляются нарушения герметичности эксплуатационных колонн. Проводимые капитальные ремонты скважин по восстановлению герметичности оказались недостаточно эффективными.

Анализ периодов эксплуатации скважин Арланского месторождения показывает, что требуется принятие заблаговременных мер по защите эксплуатационных колонн и скважинного оборудования от коррозии и солеотложений. В современной нефтепромысловой практике не существует универсальных способов, позволяющих обеспечить защиту всех элементов этого оборудования и призабойной зоны пласта (ПЗП), где потенциально возможны солеотложения, появления очагов коррозии, преждевременная потеря герметичности. Промысловые данные за продолжительный период эксплуатации скважин Арланского УДНГ (см. таблицу) свидетельствуют о том, что наибольшее число нарушений герметичности обсадных колонн в работающих скважинах (в среднем 66 %) приходится на зону от интервала перфорации до приема насоса. Остальные 34 % – нарушения обсадной колонны в меньшем интервале от приема насоса до устья скважины. Столь значительное число нарушений обсадной колонны требует системной защиты интервала межтрубного пространства между обсадной колонной и НКТ выше приема насоса.

Среди основных направлений защиты выделяются следующие [1]. Прежде всего это закачки ингибирующих составов и бактерицидов в ПЗП. Выносимые вместе с продукцией скважин ингибиторы обеспечивают защиту самой призабойной зоны, ствола скважины от интервала перфорации до приема насоса, рабочих органов насоса, внутренней поверхности НКТ и выкидной линии. Альтернативой закачке реагентов в ПЗП является подача ингибиторов на прием насоса с помощью поднасосных глубинных дозаторов. Если при первом способе не защищенной от воздействия агрессивной среды остается зона межтрубного пространства от приема насоса до устья скважины, то не защищенным дополнительно оказывает-

Год	Доля нарушений герметичности эксплуатационной колонны, %, в интервале		
	от перфорированной зоны до приема насоса	от приема насоса до динамического уровня	от динамического уровня до устья скважины
1995	50,0	8,3	41,7
1996	50,0	0,0	50,0
1997	80,0	0,0	20,0
1998	60,0	0,0	40,0
1999	55,6	11,1	33,3
2000	43,8	18,8	37,5
2001	63,6	6,1	30,3
2002	71,4	3,6	25,0
2003	81,8	18,2	0,0
2004	53,8	38,5	7,7
2005	84,2	15,8	0,0
2006	78,6	7,1	14,3
2007	57,1	35,7	7,1

ся также интервал обсадной колонны от перфорационных каналов до приема насоса. Как показала практика, применение для предотвращения коррозии и отложения солей насосов-дозаторов, устанавливаемых на поверхности, экономически неэффективно, особенно в зимний период эксплуатации скважин.

Для защиты интервала за колонной НКТ обычно применяется метод периодической закачки ингибирующих композиций в межтрубное пространство. Однако этот метод обеспечивает надежную защиту оборудования лишь на 15-30 сут, что связано с большей плотностью ингибирующей композиции по сравнению с газированной нефтью, находящейся в интервале от приема насоса до динамического уровня. Отмеченное приводит к быстрому «проваливанию» композиции сквозь слой нефти и неэффективному использованию дорогих химических реагентов.

В настоящее время на Арланском месторождении получает развитие способ защиты, компенсирующий недостатки предыдущего. Сущность его [1, 3] заключается в закачке в межтрубное пространство ингибирующей композиции в виде устойчивой мелкодисперсной азотсодержащей пены, что позволяет существенно увеличить срок надежной защиты оборудования.

Вспененная ингибирующая композиция (ВИК), контактируя с поверхностью НКТ и эксплуатационной колонны, способна длительное время сохранять свою структуру и таким образом обеспечивать более продолжительную защиту скважинного оборудования. За счет адгезии вязкой ингибирующей композиции и адсорбции молекул ингибитора коррозии на внутренней поверхности обсадной колонны и внешней поверхности НКТ образуется защитная пленка, предотвращающая контакт металла с выделяющимся из газированной нефти сероводородом. Лабораторные исследования по определению толщины защитной пленки показали, что она зависит от различных факторов (состава композиции, шероховатости поверхности стали и др.) и изменяется в пределах 0,01-0,1 мм.

Защита межтрубного пространства скважины в интервале от динамического уровня жидкости до приема насоса, его рабочих органов и внутренней поверхности НКТ обеспечивается за счет постепенного поступления жидкой фазы ингибирующей композиции. При этом жидкая фаза образуется сверху вниз за счет постепенного разрушения пены со свободной поверхности под действием сил гравитации. В результате обеспечивается всестороннее смачивание ингибирующей композицией поверхности труб с образованием защитной пленки в интервале от устья до динамического уровня жидкости. Стекающая часть жидкой фазы попадает в интервал газированной нефти, обеспечивая поступление инги-

биторов в течение расчетного времени и защиту по схеме: поверхность затрубного пространства от устья до динамического уровня – интервал газированной нефти – рабочие органы насоса – внутренняя поверхность НКТ – выкидная линия.

В 2002-2005 гг. на Арланском месторождении проводились опытно-промышленные испытания по внедрению разработанного способа защиты скважинного оборудования. За этот период проведена 31 обработка скважин, разработаны и опробованы различные ингибирующие композиции, усовершенствована конструкция установки для приготовления ВИК и ее закачки в затрубное пространство. На основании полученных результатов разработан стандарт организации СТО 03-187-2005 «Технологический регламент по применению ингибирующих композиций в составе азотсодержащей пены для обработки скважин, осложненных коррозией подземного оборудования и отложениями солей сложного состава, на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть». В соответствии со стандартом в 2006-2007 гг. проведено еще 18 обработок.

Перед первой обработкой в скважинах по устьевым пробам замерялась фоновая скорость коррозии с помощью индикатора скорости коррозии «Моникор». Для определения стабильности эффекта и продления срока защиты от коррозии в одних и тех же скважинах обработки проводились неоднократно с интервалом в 1 год (± 1 мес). По некоторым скважинам кратность обработок $K_p = 5-6$. Фоновая скорость коррозии по обработанным скважинам изменялась от 0,255 до 0,448 мм/год, составляя в среднем по 13 скважинам 0,315 мм/год. При ежегодном проведении последующих обработок в тех же скважинах скорость коррозии не достигала фоновой и уменьшалась по мере увеличения кратности обработок (рис. 1). Это частично происходит из-за неполного выноса ингибитора коррозии до времени проведения последующей обработки. По-видимому, образующаяся защитная пленка на поверхности труб после завершения периода активной защиты оборудования разрушается очень медленно. Кроме того, при аномально высокой скорости коррозии данная пленка связывает продукты коррозии на поверхности труб, замедляя их осыпание в слой нефти над насосом.

Проведение по 5-10 обработок в год начиная с 2002 г. с отслеживанием параметров работы скважин позволило определить эффективность применения ВИК по ГОСТ 9.514-99. Эффективность снижения скорости коррозии оценивалась с использованием коэффициента торможения коррозии K_t , определяемого отношением скорости коррозии до обработки $v_{к.д.}$ к минимальной скорости коррозии, достигнутой после обработки, $v_{к.м.}$ Установлено, что максимальный K_t получается при первых обработках, уменьшаясь в 3-9,52 раза, в среднем в 6,42 раза. Как видно из рис. 1, коэффициент торможения коррозии имеет устойчивую тенденцию к снижению с увеличением кратности обработок. Его изменение описывается уравнением

$$K_t = -2,3971 \cdot \ln(K_p) + 6,1486. \quad (1)$$

Достоверность аппроксимации для полученной зависимости составляет 0,9237. Эту зависимость можно использовать при прогнозировании коэффициента торможения коррозии для соответствующей кратности обработок скважины при сходных геолого-промысловых условиях эксплуатации скважин.

Другим показателем оценки эффективности защиты при применяемой технологии борьбы с коррозией по ГОСТ 9.514-99 является степень защиты C_3 , которая определяется по уравнению

$$C_3 = \frac{v_{к.д.} - v_{к.м.}}{v_{к.д.}} \cdot 100 \%. \quad (2)$$

В зависимости от применяемой композиции максимальная степень защиты достигается в интервале 35 - 90 сут при первых обработках и составляет в среднем по 13 скважинам 82,8 %. При последующих обработках она стабилизируется на уровне 70 %. Для промысловых условий хорошей эффективностью считается степень

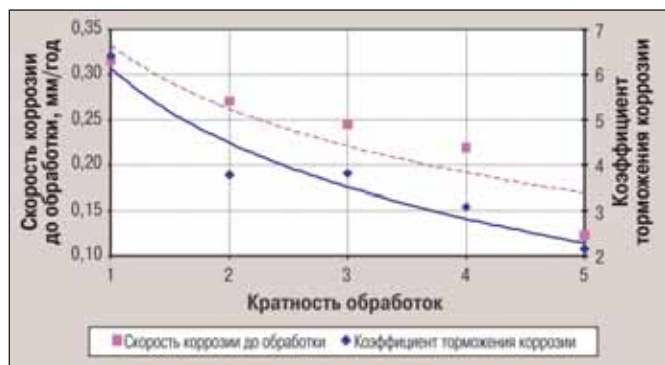


Рис. 1. Зависимость скорости коррозии до обработки и коэффициента торможения от кратности обработок

защиты более 65 %, в таком случае период защиты в среднем составляет 3-4 мес.

С целью проведения обработок для защиты межтрубного пространства скважин от коррозии и солеотложений обычно для закачки ВИК выбираются скважины, эксплуатирующиеся в период добычи агрессивной сероводородсодержащей продукции, при активном отложении солей комплексного состава с преимущественным содержанием сульфида железа в насосном оборудовании. Иногда обработки ВИК оказываются запоздалыми, поскольку может преждевременно проявиться негерметичность обсадной колонны, что требует последующего проведения КРС.

Для обоснования начала проведения работ по защите межтрубного пространства от коррозии, солеотложений и оценки эффективности технологии [3] на Арланском месторождении в 2003 г. был выбран базовый куст, состоящий из пяти скважин, эксплуатируемых электроцентробежными насосами (ЭЦН). Скважины базового куста в отличие от остальных стали обрабатывать в более ранний период их эксплуатации, когда сероводород только начал проявляться, отложение солей с сульфидом железа было пассивным, однако фоновая коррозия была значительной, составляя 0,328 мм/год в среднем по пяти исследуемым скважинам.

К настоящему времени в каждой скважине базового куста проведено по пять обработок. За исследованный период фоновая скорость коррозии по семи соседним скважинам снижалась и к июлю 2008 г. составила 0,164 мм/год, поскольку в нагнетательных скважинах использовались воды с понижающейся коррозионной активностью (0,081 мм/год к июлю 2008 г.). За счет ежегодного применения ВИК скорость коррозии в июле 2008 г. уменьшилась до 0,123 мм/год.

Проведенные расчеты показали, что в условиях начала добычи агрессивной сероводородсодержащей продукции обработки скважин ВИК могут обеспечивать защиту скважинного оборудования от коррозии и солеотложения в разной степени по мере разрушения пены и поступления ингибиторов на прием насоса. Установлено, что при ежегодных закачках ВИК скважины базового куста 2,5 мес работали при высокой степени защиты ($C_3 > 65\%$), что составляет 20,1 % всего времени между ежегодно проводимыми обработками (рис. 2). Более 30 % времени (около 4 мес) скважины были защищены при средней степени защиты ($C_3 = 45-65\%$). При низкой степени защиты ($C_3 = 30-45\%$) скважины работали 21,9 % времени. Недостаточная степень защиты ($C_3 = 5-30\%$) фиксировалась в течение 19 % времени между обработками. Из рис. 2 видно, что для увеличения степени и срока эффективной защиты необходимо обработки скважин ВИК проводить с интервалом 10-11 мес, поскольку срок эксплуатации скважин с плохой степенью защиты (менее 5 %) составил 8,8 % времени, или 1 мес.

Регулярное проведение обработок с использованием ВИК позволило улучшить эксплуатационные показатели скважинного оборудования. Были сопоставлены результаты эксплуатации скважин

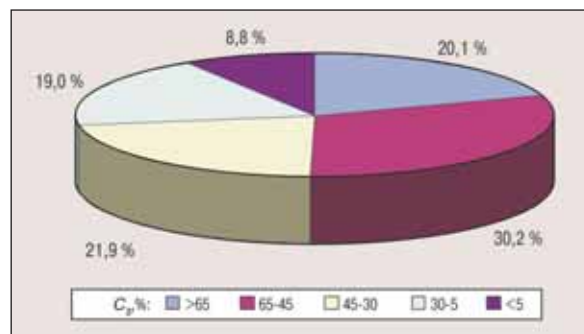


Рис. 2. Распределение срока эксплуатации скважины по степени защиты между обработками с использованием вспененных ингибирующих композиций

базового куста и 10 ближайших скважин соседних кустов, в которых обработки ВИК не проводились. Соседние скважины были также оборудованы ЭЦН и работали в сходных условиях.

Расчет межремонтного периода (МРП) работы скважин до обработок ВИК (1998-2003 г.) как по базовому, так и по окружающим кустам показал, что до начала ежегодных обработок ВИК межремонтный период работы скважин базового куста составлял 928 сут, по окружающим скважинам – 956 сут. Эти данные хорошо согласуются со средним МРП (950 сут) по скважинам, оборудованным ЭЦН, ЦДНГ №4 Арланского УДНГ, в котором эти скважины находятся. После начала регулярных обработок МРП по скважинам базового куста увеличился до 1234 сут, или на 38 %, а по соседним скважинам из-за начинающихся осложнений уменьшился до 902 сут. За это же время МРП по скважинам ЦДНГ №4 увеличился до 1070 сут.

Таким образом, на основе анализа эффективности 49 обработок скважин с использованием вспененных азотом ингибирующих композиций установлено, что их применение позволило снизить скорость коррозии в 6,4 раза после первых же обработок. Зависимость коэффициента торможения коррозии от кратности обработок можно использовать для прогнозных расчетов при сходных геолого-промысловых условиях. Максимальная степень защиты при первых обработках достигает 82,8 %, а степень защиты более 65 % обеспечивается на протяжении 3-4 мес. Для увеличения срока эффективной защиты рекомендуется уменьшить время между последовательно проводимыми обработками до 10-11 мес.

Для продления периода эксплуатации скважины с отложением солей сложного состава применять ВИК рекомендуется с начала образования колоний СВБ и роста содержания сероводорода в добываемой продукции. Это позволит предупредить проведение трудоемких капитальных ремонтов, обеспечить надежную защиту от коррозии и отложения солей по схеме межтрубное пространство – рабочие органы насоса – внутренняя поверхность колонны НКТ – выкидная линия в течение длительного периода времени. В результате значительно увеличится период надежной работы скважины до нарушения герметичности обсадной колонны.

Список литературы

1. Защита оборудования скважины от коррозии и отложения солей ингибирующими композициями в составе азотсодержащих пен/ Р.Ф. Габдуллин, Р.Р. Мусин, Ю.В. Антипин др.//Нефтяное хозяйство. – 2005. – №7. – С. 102-105.
2. Образование осадков сульфидов железа в скважинах и влияние их на отказы ЭЦН/ В.А. Котов, И.Ш. Гарифуллин, Ш.В. Тукаев и др.//Нефтяное хозяйство. –2001. – № 4. – С. 58-62.
3. Патент РФ 2174590. Способ защиты от коррозии и солеотложений внутрискважинного оборудования// Ю.В. Антипин, Р.Ф. Габдуллин, Н.Р. Яркеева и др. Б.И. – 2001. – № 28.

Исследование герметичности цементной крепи скважин гидродинамическим методом

А.Г. Корженевский, И.Г. Юсупов (ТатНИПИнефть),
Т.А. Корженевская («ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Лтд.»)



Research of well cement lining tightness by hydrodynamic method

A.G. Korzhenevskiy, I.G. Yusupov (TatNIPIneft),
T.A. Korzhenevskaya (LUKOIL Overseas Service Ltd.)

Pipe layer tester for a well lining study by hydrodynamic method is used. Results of geophysical and hydrodynamic researches of two wells are given. Intervals of behind-the-casing circulation, caused by nonhermeticity of cement lining, are determined.

Изменение гидрогеологических условий геологического разреза на поздних стадиях разработки и технологических воздействий на цементную крепь скважин обуславливают необходимость инструментального изучения ее состояния и разработки мероприятий по повышению качества крепи скважин. Наряду с методами геофизических исследований скважин (ГИС) для изучения крепи скважин гидродинамическим методом нами был использован трубный пластоиспытатель. При этом с помощью последнего создавалась управляемая по величине депрессия в подпакерной зоне, а инструментальный контроль с помощью автономных манометров осуществлялся по заколонному пространству между двумя интервалами перфорации. Таким образом, впервые был реализован прямой метод оценки герметичности цементной крепи в скважинных условиях [1, 2].

Для подготовки научной основы с целью применения данного метода были проанализированы результаты испытаний нефтедобывающих скважин Ромашкинского (Татарстан) и Гремичинского (Удмуртия) месторождений трубным пластоиспытателем с созданием максимально возможных депрессий на продуктивный пласт. В процессе анализа обращалось внимание на обводненность продукции и ее динамику, исходя из предположения вероятности гидропрорыва цементной крепи между испытываемым нефтеносным пластом и ниже расположенным водоносным пластом. Всего проанализировано 100 добывающих скважин, в 84 депрессия была максимальной, равной пластовому давлению, в 16 – была снижена на 25-50 % за счет подтока жидкости в трубы. В качестве показателя нарушения целостности цементной крепи принималось увеличение доли воды в добываемой продукции.

Из рассмотренных скважин в 85 обводненность не изменилась, в 10 – уменьшилась. Из оставшихся пяти скважин в двух обводненность возросла на 3-4 %, в трех – с 23-30 % до соответственно 41, 87 и 99 %. Из приведенных данных можно сделать вывод, что кратковременные депрессии трубным пластоиспытателем на весь фильтр не приводят к нарушению герметичности цементной крепи колонны. Единичные случаи увеличения количества воды в продукции скважин обусловлены очисткой каналов перетока, которые существовали до воздействия пластоиспытателем.

Для изучения влияния депрессии на состояние цементной крепи рассмотрены материалы селективных испытаний скважин, выполняемых с применением двухпакерной компоновки испытательного оборудования. Методически этот подход более объективен, так как позволяет количественно определить градиенты давления на цементные перемычки за эксплуатационной колонной между интервалами перфорации. Оценка

состояния цементных перемычек проводилась сравнением диаграмм давлений, регистрируемых глубинными манометрами, которые устанавливались в межпакерном фильтре и фильтре хвостовика.

Однако анализ показал, что и этот методический подход не дает однозначной оценки состояния цементной крепи при отсутствии контроля качества пакеровки последнего. Для контроля герметичности пакеровки нижнего пакера при проведении испытаний в обсаженных скважинах был предложен способ создания в интервале расположения пакера изолированной зоны в стволе скважины и испытательном оборудовании с регистрацией изменения давления в ней автономным цифровым манометром в процессе работы пластоиспытателя [3].

Применяемое для этого устройство состоит из модернизированного пакера, двух уравнильных клапанов и размещенного между ними приборного патрубка с демпферной камерой и автономным манометром. Модернизированный пакер представляет собой два резиновых элемента, разделенных распорной втулкой. В этой втулке и штоке пакера имеются радиальные отверстия для обеспечения гидравлической связи «контрольной зоны» с приборным патрубком. Общая длина двухэлементного пакера не превышает длины стандартного цилиндрического пакера КИИ-95. Герметизация «контрольной зоны» внутри труб осуществляется с помощью уравнильных клапанов.

Применение указанного устройства в двухпакерной компоновке пластоиспытателя позволяет одновременно с процессом селективного воздействия на пласт (либо его испытания) однозначно оценить герметичность цементной перемычки между интервалами перфорации в скважинных условиях. Трубный пластоиспытатель в комплексе с устройством контроля герметичности пакеровки играет роль надежного технического средства, позволяющего в любом заданном режиме депрессионного воздействия на пласт однозначно определять наличие гидродинамической связи между перфорированными пластами. При этом технологию проведения работ в комплексе с приемами интер-

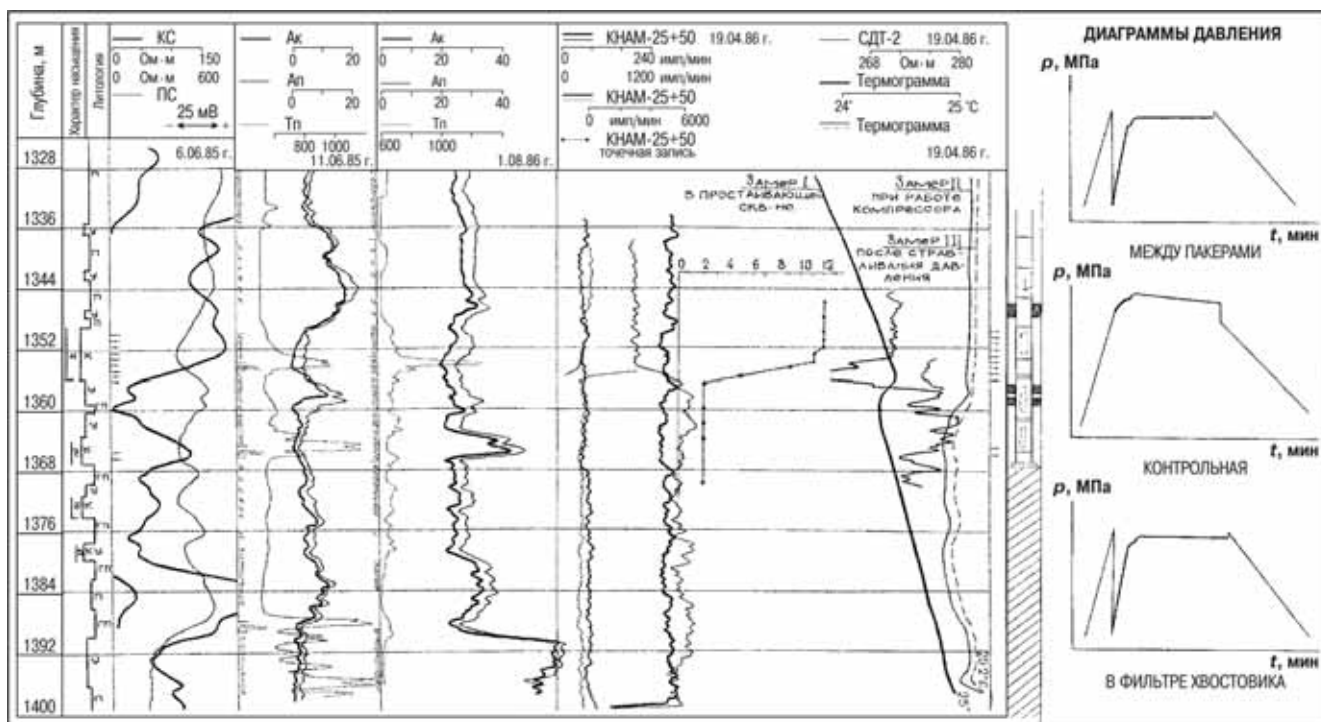


Рис. 1. Результаты геофизических и гидродинамических исследований скв. 40005

претации можно сформулировать как гидродинамический метод определения качества разобщения пластов в обсаженных скважинах. Применение метода представляет практический интерес и для оценки качества ремонтно-изоляционных работ после капитального ремонта скважины до ввода ее в эксплуатацию. Геофизические и гидродинамические исследования позволяют четко выделить заколонную циркуляцию, обусловленную негерметичностью цементной крепи (рис. 1).

Таким образом, дополнение трубного пластоиспытателя устройством контроля герметичности нижнего пакера значительно расширяет область использования испытателя, превращает его в универсальный инструмент как для воздействия на пласт, так и для гидродинамических исследований заколонного пространства скважин.

С целью изучения влияния депрессии на состояние цементной крепи были проведены промысловые эксперименты, в которых в скважинных условиях создавались депрессии на цементные перемычки, в 2-3 раза превышающие предельно допустимые значения (2 МПа/м), принятые в производственной практике. Применение системы контроля качества пакеровки позволило исключить неоднозначность результатов исследований.

Интересными оказались материалы промысловых исследований добывающих скважин Гремихинского месторождения (Удмуртия), выполненных гидродинамическим методом по следующим направлениям:

- испытания продуктивной части разреза в открытом стволе до и после вскрытия водоносной зоны с целью выявления возможной вертикальной флюидопроводности горных пород;
- оценка градиента давления гидропрорыва контактных зон (ПКЗ) цементного камня в скважинных условиях;
- изучение герметичности цементных перемычек между водо- и нефтеносными коллекторами в обсаженных скважинах с помощью трубных пластоиспытателей [4, 5].

Герметичность цементной крепи исследовали по следующей технологии. В обсаженной скважине ниже продуктивного интервала выбирали участок толщиной 2-3 м с хорошим качеством

цементного камня в плотных породах. Обсадную колонну выше и ниже исследуемого интервала перфорировали корпусным кумулятивным перфоратором с плотностью перфорации 10 отверстий на 1 м. В двухпакерную компоновку испытателя включили регулятор депрессии РДУ-104, позволяющий создавать в зоне между интервалами перфорации несколько значений депрессии: от минимальных до максимально возможных. По манометру, расположенному ниже нижнего пакера, предполагалось установить депрессию, при которой происходит гидропрорыв контактной зоны цементной крепи. Если при плавном снижении депрессии не происходило гидропрорыва, то испытания повторяли в режиме создания максимальных депрессий без РДУ. Так, в скв. 216 при первом спуске к исследуемому интервалу были приложены три значения депрессии: 5,1; 7,0; и 11,1 МПа, или градиента давления соответственно 1,7; 2,3 и 3,7 МПа/м цементной крепи. При повторном исследовании создали максимальный перепад давления 11,5 МПа, или 3,8 МПа/м. Однако ни при плавном, ни при мгновенном создании депрессии гидропрорыва цементной крепи не произошло. В скв. 689 максимальный градиент давления составил 4,3 МПа/м без гидропрорыва контактной зоны цементного камня.

На рис. 2 приведены результаты исследований скв. 26685, по которым однозначно фиксируется герметичность цементной крепи эксплуатационной колонны ниже верхнего интервала перфорации.

Всего было исследовано 24 зацементированных интервала в 17 скважинах на нефтяных месторождениях Удмуртии и Татарстана. Девять интервалов исследовались с применением устройства контроля герметичности нижнего пакера и регулятора депрессии РДУ-104. С созданием переменных депрессий испытано два объекта. В трех скважинах проведены эксперименты по депрессионному воздействию на цементные перемычки с созданием градиентов давлений, равных 3,5; 3,8 и 4,3 МПа/м. Ни в одном случае гидропрорыва цементной крепи не произошло.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что при «хорошем» контакте цемента с колонной и горной породой по

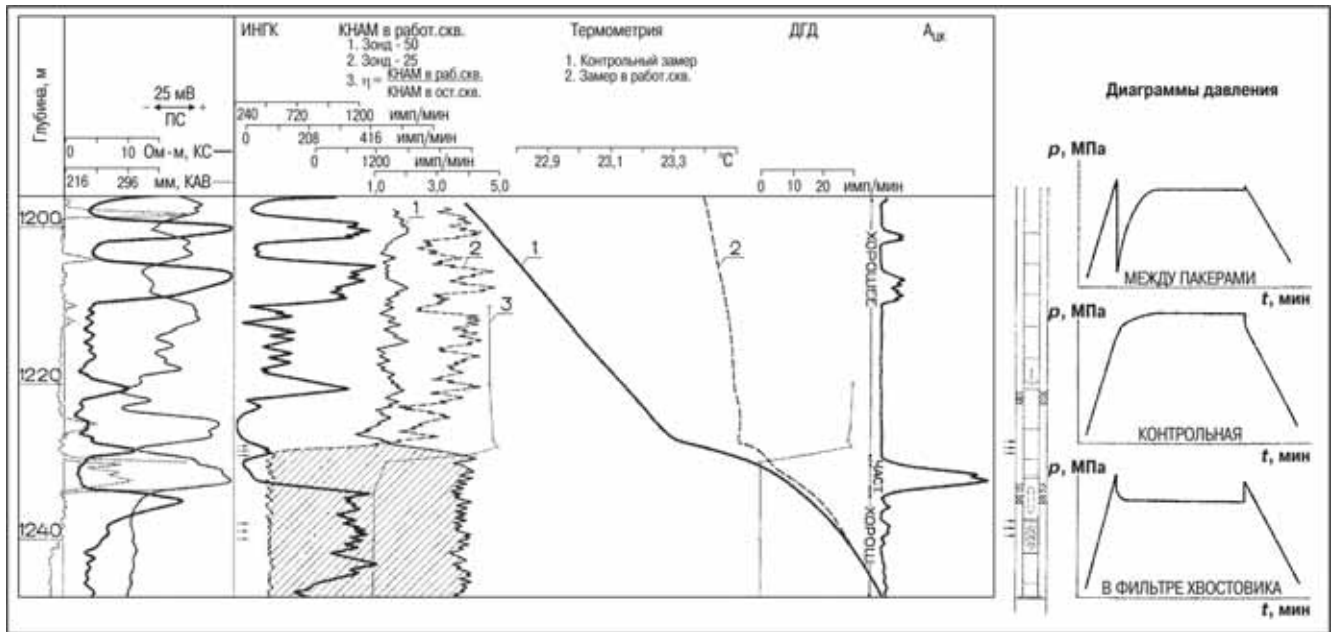


Рис. 2. Результаты геофизических и гидродинамических исследований скв. 26685

данным акустической цементометрии кратковременные депрессии, достигающие 4 МПа/м, не нарушают герметичность цементной крепи. Во всех случаях ее негерметичности, выявленной по результатам гидродинамических исследований, сцепление цемента с колонной по данным акустики было «частичным».

Приведенные результаты свидетельствуют о достаточно высокой информативности гидродинамического метода для изучения заколонного пространства. Однако область его применения в определенной степени сдерживается высокой трудоемкостью проведения работ с помощью трубных пластоиспытателей. Разработка кабельных вариантов пластоиспытателей позволит значительно расширить технологические возможности гидродинамических исследований для изучения заколонного пространства и оперативных испытаний продуктивных пластов. Специалистами ТатНИПИнефти, ООО «Волго-Уральский центр научно-технических услуг «Нейтрон» и ОАО НПП «ВНИИГИС» завершена разработка кабельных вариантов дистанционно-управляемых пакерующих систем, устройств для создания в скважинных условиях управляемых по величине и длительности действия депрессий. Их опытно-производственные испытания уже начаты. Создание кабельного испытателя пластов с возможностью формирования программируемой депрессии позволяет в реальных условиях проверять состояние цементной крепи в продуктивных отложениях, представленных разными типами горных пород, оценить качество новых цементных составов, технологий цементирования скважин и влияние различных видов современных перфорационных систем на качество разобочения

пластов. Кабельный аппаратно-технологический комплекс для гидродинамических исследований и испытаний продуктивных пластов является принципиально новым уровнем информационно-технического обеспечения разработки нефтяных месторождений.

Список литературы

1. *Применение трубных пластоиспытателей для определения герметичности цементного кольца между перфорированными пластинами* / А.Г. Корженевский, В.Д. Емельянов, Р.И. Юсупов, П.М. Кудашев // Нефтяное хозяйство. – 1989. – № 12. – С. 62-65.
2. *Результаты испытания карбонатных коллекторов испытателем пластов на трубах с регулируемой депрессией* / М.М. Нагуманов, Ф.С. Галлямов, В.М. Воронцов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 3. – С. 47-50.
3. А. с. 1214914 СССР, МПК6 Е 21 В 47/00, 33/12. Устройство для гидродинамических исследований скважин / А.Г. Корженевский, В.М. Воронцов, П.М. Кудашев, В.В. Баширов (СССР). – Б.И. – 1986. – № 8.
4. *Корженевский А.Г.* Разработка техники и методики исследований скважин и воздействие на пласт испытателем на трубах: Автореф. дисс. на соиск. уч. степ. канд. техн. наук. – Уфа, 1990.
5. *Промысловые исследования герметичности крепи добывающих скважин трубными пластоиспытателями* / С.И. Амерханова, И.Х. Бикбулатов, А.Г. Корженевский, Р.И. Юсупов // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 8. – С. 37-39.



Измерение дебита скважины при многопластовой добыче

Х.Н. Музипов, Б.А. Ерка (ООО «ТННЦ»),
Ю.А. Савиных (ТюмГНГУ)

Well flow rate measurement for multiple-zone completion

Kh.N. Muzipov, B.A. Yerka (TNNC LLC),
Yu.A. Savinykh (Tyumen State Oil and Gas University)

Распространенным способом измерения дебита нефти скважины, эксплуатирующей отдельные пласты, является применение различных контрольно-измерительных приборов: расходомеров, манометров, термометров [1]. При этом способе в скважину спускают трубы, пакеры, скважинные камеры, регулирующие штуцерирующие устройства, контрольно-измерительные приборы, электропроводные кабели, разъединители, телескопические соединения и другое оборудование. В результате скважинная установка измерения дебита становится громоздкой, снижаются надежность и эффективность контроля.

Данный недостаток отсутствует при определении дебита измерением частотных спектров технологических звуков, генерируемых турбулентными потоками движения нефти из нефтяного пласта через перфорационные отверстия. Частотные спектры технологических звуков нефтяных пластов с помощью вторичной электронной аппаратуры преобразуются в количественные показатели дебита [2]. Однако точность измерения дебита с помощью частотных спектров нефтяных пластов недостаточна из-за пульсационных составляющих шумов работы электроцентробежного насоса (ЭЦН), которые накладываются на технологические звуки пластов.

Авторами работы предлагается с помощью четвертьволновых резонаторов снизить амплитуду шумов насоса, накладывающихся на частотный спектр технологических звуков нефтяных пластов. Данный способ повышает точность измерения и позволяет использовать один лифт.

Для реализации предлагаемого способа измерения дебита необходимо выполнить следующие условия.

1. Наличие частотных спектров, генерируемых отдельными нефтяными пластами, несущих информацию о дебите нефтегазовой смеси. Данное условие выполняется [3].

2. Возможность размещения над ЭЦН четвертьволновых резонаторов, с помощью которых уменьшается амплитуда звуковых волн, генерируемых ЭЦН в скважине. Реализация данного условия не представляет особых сложностей [4, 5].

После выполнения указанных условий проводятся предварительные исследования пластов в добывающей скважине и на стенде, имитирующем скважину, в следующей последовательности.

1. Измеряются амплитудно-частотные характеристики (АЧХ) звуковых волн, генерируемых турбулентными потоками нефтегазовых смесей, движущихся через перфорационные отверстия в скважину. АЧХ необходимо связать с дебитами. АЧХ звуковых волн измеряются регистрирующей аппаратурой, например, шумомером ВШВ-003, в комплект которого входят гидрофон (спускаемый на кабеле в скважину до уровня нефтяных пластов), частотомер и электронный блок для обработки информации (размещенный на устье скважины).

Reviews non-conventional methods of measuring well flow rate based on transformation of sonic waves emitted by oil reservoirs into electric waves proportional to flow rate. Offers the method which allows increasing the accuracy of flow rate sonic measurements by suppressing operation noise of electric centrifugal pump. Quarter-wave resonators are suggested to be used as pump noise suppressor.

2. На стенде, имитирующем скважину, измеряется АЧХ звуковых волн, генерируемых вибрацией корпуса ЭЦН, например, с помощью ВШВ-003.

3. По измеренным АЧХ звуковых волн, генерируемых вибрацией корпуса ЭЦН, рассчитывают четвертьволновые резонаторы, резонансная частота которых соответствует частоте вибраций насоса.

4. Четвертьволновые резонаторы размещают в полости насосно-компрессорных труб (НКТ) над ЭЦН. Такое расположение резонаторов позволяет подавить шумы ЭЦН, накладывающиеся на звуковые волны пластов.

На рис. 1 представлены схемы стенда для измерения АЧХ шумов без применения резонаторов и при размещении четвертьволновых резонаторов в НКТ над ЭЦН.

На стенде использована часть обсадной колонны 8, имитирующая скважину. В нее спущены ЭЦН 7 и два гидрофона. Гидрофон 6 замеряет АЧХ шума внутри полости НКТ 2, гидрофон 1 – АЧХ шума в скважине (обсадной колонне). Техническая вода поступает через входной патрубков в скважину 8, прокачивается через ЭЦН 7 в полость НКТ 2 и выходит через выходной патрубков.

В отсутствие резонаторов (см. рис. 1, а) ЭЦН 7 генерирует корпусом в техническую воду звуковые волны с АЧХ $S_4(f)$. Лопасти рабочих колес ЭЦН 7 генерируют в техническую воду звуковые волны с АЧХ $S_5(f)$, которые распространяются к устью имитационной скважины и одновременно возбуждают вибрацию с АЧХ $S_6(f)$. Корпус НКТ 2, возбужденный пульсациями технической воды с АЧХ $S_6(f)$, генерирует в техническую воду звуковые волны с АЧХ $S_7(f)$. Звуковые волны с АЧХ $S_8(f)$ являются результатом сложения звуковых волн с АЧХ $S_4(f)$ и $S_7(f)$.

При размещении четвертьволновых резонаторов в НКТ над ЭЦН (рис. 2, б) в скважине возникают звуковые волны с АЧХ $S_9(f)$,

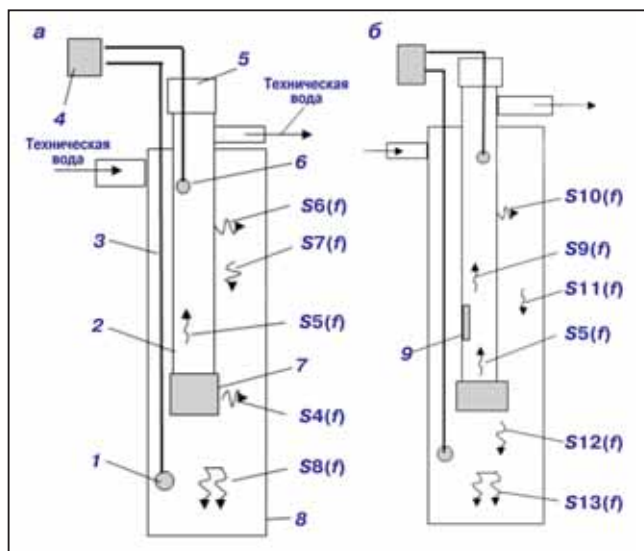


Рис. 1. Схема стенда для измерения АЧХ без применения резонаторов (а) и с использованием четвертьволнового резонатора (б):

1, 6 – гидрофон; 2 – НКТ; 3 – кабель; 4 – регистрирующая аппаратура; 5 – лубрикатор; 7 – ЭЦН; 8 – стендовая скважина; 9 – четвертьволновой резонатор

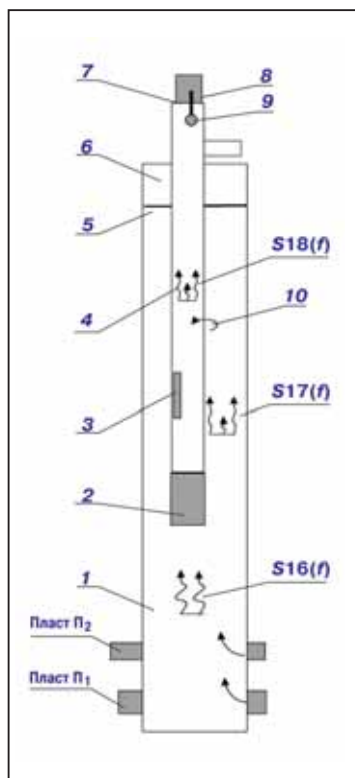


Рис. 2. Схема добывающей скважины, эксплуатирующей два нефтяных пласта: 1 – нефтегазовая смесь; 2 – ЭЦН; 3 – четвертьволновые резонаторы; 4 – НКТ; 5 – динамический уровень нефтегазовой смеси; 6 – газ, выделяющийся из смеси; 7 – лубрикатор; 8 – регистрирующая аппаратура; 9 – гидрофон; 10 – переход звуковых волн в жидкость, заполняющую НКТ

$S10(f)$, $S11(f)$ и $S12(f)$, которые отличаются от соответственно $S5(f)$, $S6(f)$, $S7(f)$, $S4(f)$ по амплитуде на ΔA . АЧХ $S13(f)$ состоит из АЧХ $S11(f)$ и $S12(f)$. В результате уровень помех при определении АЧХ значительно уменьшается.

Рассмотрим скважину, эксплуатирующую два нефтяных пласта Π_1 и Π_2 , в которой размещены гидрофон (в лубрикаторе) и четвертьволновые резонаторы (в НКТ над ЭЦН) (см. рис. 2).

Из пластов Π_1 и Π_2 в скважину поступают турбулентные потоки нефтегазовой смеси с изменяющимися характеристиками при изменении дебита нефтяного пласта. Звуковые волны с АЧХ $S16(f)$ распространяются в добывающей скважине и состоят из двух АЧХ $S14(f)$ и $S15(f)$. Звуковые волны с АЧХ $S17(f)$ состоят из четырех АЧХ: $S14(f)$ – пропорционально дебиту нефтегазовой смеси пласта Π_1 , $S15(f)$ – пропорционально дебиту нефтегазовой смеси пласта Π_2 , $S11(f)$ – генерируемый звук

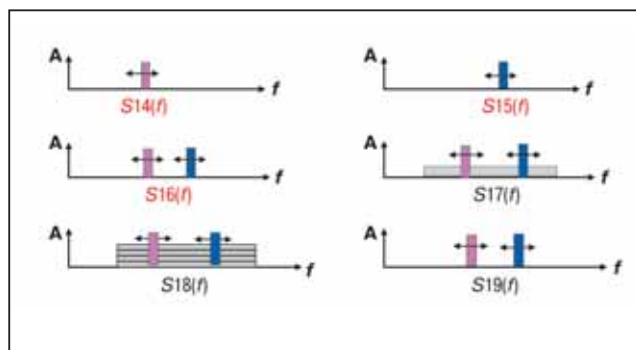


Рис. 3. АЧХ звуковых волн, распространяющихся от нефтяных пластов Π_1 и Π_2

в скважину от НКТ, $S12(f)$ – генерируемый звук ЭЦН с размещенными четвертьволновыми резонаторами над ЭЦН. Звуковые волны с АЧХ $S18(f)$, распространяющиеся в НКТ, состоят из АЧХ $S9(f)$ и $S17(f)$.

На рис. 3 показаны АЧХ звуковых волн, распространяющихся от нефтяных пластов соответственно Π_1 и Π_2 до регистрирующей аппаратуры.

Звуковые волны с АЧХ $S14(f)$ и $S15(f)$ генерируются перфорационными отверстиями пластов соответственно Π_1 и Π_2 . Эти звуковые волны образуют АЧХ $S16(f)$. АЧХ $S17(f)$ соответствует АЧХ $S16(f)$ с наложением помех $S13(f)$, генерируемых НКТ и ЭЦН. АЧХ $S19(f)$ звуковых волн соответствует сигналу, принятому гидрофоном и отфильтрованному регистрирующей аппаратурой. АЧХ $S14(f)$ и $S15(f)$ звуковых волн пропорциональны дебитам соответствующих пластов при соответствующей градуировке.

Акустические сигналы с гидрофонов передаются на электронный блок, где преобразуются в электрический сигнал, пропорциональный дебиту пластов. Преобразование сигналов происходит по независимым каналам, соответствующим измеренному дебиту отдельного пласта. Число каналов соответствует числу контролируемых пластов.

Для электронного блока, который обрабатывает информацию о дебитах по АЧХ звуковых волн, генерируемых каждым нефтяным пластом, составляется программа. Описание электронного блока в данной работе авторами не приводится.

Использование шумов пластов для постоянного определения дебита при многопластовой добыче продукции нефтегазовых скважин позволяет упростить процесс измерения. Предлагаемый способ не имеет аналогов и защищен патентом РФ.

Список литературы

1. Патент РФ № 2309246. E21B 43/14. Скважинная установка Гарипова. – Б.И. – 2008. – № 30.
2. А.с. СССР № 1461875. E 21 B 43/45. Способ освоения скважины. – Б.И. – 1989. – № 8.
3. Патент РФ № 2109134. E21B 43/25. E 21 B 47/12. Способ воздействия на призабойную зону скважины. – Б.И. – 1998. – № 5.
4. Патент № 2314 575. G10K 11/172, F16L 55/02. Способ снижения вибраций насосно-компрессорных труб. – Б.И. – 2008. – № 1.
5. А.с. СССР № 1640396. E 21 B 47/12. Способ передачи информации при турбинном бурении скважин. Б.И. – 1991. – № 13.



Система создания инертной парогазовой среды в резервуарах Радаевской установки подготовки нефти

М.В. Катеев, А.В. Гришагин,
Т.И. Кологреева (ООО «СамараНИПИнефть»),
А.А. Крикунов (ЗАО НПП «Криосервис»),
И.Р. Бегишев (ООО «Ланхит»)

System of inert gas-vapor medium creation in tanks of Radaevskaya oil treatment unit

M.V. Kateev, A.V. Grishagin, T.I. Kologreeva
(SamaraNIPIneft LLC),
A.A. Krikunov (Krioservis NPP ZAO),
I.R. Begishev (Lankhit OOO)

The problems, solved by the system of inert gas-vapor medium creation in tanks of Radaevskaya oil treatment unit are considered. The brief description of the process flowsheet of the given system is outlined. Economic and ecological advantages of the system are presented.

В Самарской области на Радаевской установке подготовки нефти (УПН) внедрен метод борьбы с самовозгораниями в нефтяных резервуарах. Система создания инертной (азотной) среды в надтопливном пространстве нефтяных резервуаров Радаевской УПН для ОАО «Самаранефтегаз» спроектирована и реализована впервые. Время разработки проекта «Система создания инертной парогазовой среды в резервуарах Радаевской УПН НГДУ «Сергиевскнефть», выполненного ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара, 2003 г.), с учетом взаимодействия всех субподрядчиков составило немногим более 4 мес.

Газоуравнительными и азотными линиями с комплектами регулировочных клапанов обвязано девять резервуаров вертикальных стальных (РВС) общим объемом 26000 м³, смонтированы четыре гидрозатвора, две свечи рассеивания, линии сброса на свечи рассеивания, азотодобывающая установка (АДУ) с воздухозаборной трубой, компрессорами, системой контроля и управления и ресиверами. Проведены электрические кабели и КИП, смонтирована теплотрасса и выполнена теплоизоляция газопроводов. С момента пуска установки и создания системы инертной среды в надтопливном пространстве РВС в резервуарный парк принято 9,409 тыс. м³ сырой нефти, подготовлено около 8,468 тыс. м³ товарной нефти.

Сложность реализации проекта заключалась в том, что строительство проводилось на эксплуатируемом объекте и все обвязываемые РВС находились в работе. Для обвязки РВС газоуравнительными и азотными линиями специалистами ОАО «Самаранефтегаз» был разработан план поочередного вывода из технологического процесса сырьевых и товарных резервуаров, согласованный с планом работ подрядных строительных организаций.

Система создания инертной парогазовой среды в резервуарах с нефтью

Создание бескислородной газовой среды в резервуарах с нефтью позволяет предотвратить самовозгорание пиррофорных отложений (сложный конгломерат различных веществ, скапливающихся прежде всего на крышах нефтяных резервуаров) и решить следующие задачи:

- снизить коррозионную активность газовой среды резервуара;
- исключить возможность воспламенения парогазовой среды в резервуаре с нефтью.

Стратегия использования азота в качестве инертной среды в надтопливном пространстве резервуаров и получения азота от мембранной установки с ресиверами предложена ООО «Ланхит». Азотодобывающая (газоразделительная) установка, разработанная, изготовленная и сданная «под ключ» ЗАО «НПП Криосервис», состоит из:

- газоразделительных установок (одна рабочая, одна резервная), включающих воздушный компрессор и газоразделительный мембранный блок;
- модуля системы контроля и управления;
- ресиверов для запаса газообразного азота;
- трубопроводов с запорной, регулирующей и предохранительной арматурой.

Место расположения этой установки определялось с учетом анализа воздуха, поступающего на прием воздушных компрессоров азотодобывающей установки.

В процессе проработки технологической схемы рассматриваемой системы были решены вопросы относительно предохранительных устройств, срабатывающих при превышении давления 0,002 МПа, а также клапанов прямого действия, работающих в интервале давлений от 0,001 до 0,002 МПа. Так как предохранительные клапаны на такие условия ни отечественной, ни зарубежной промышленностью не выпускаются, специалистами СамараНИПИнефти предложены и разработаны в качестве предохранительных устройств гидрозатворы. Клапаны прямого действия разработаны ЗАО «НПП Криосервис».

Производительность азотодобывающей (газоразделительной) установки определена из условий нормальной работы УПН. Количество поступающей и откачиваемой нефти при различных режимах работы резервуаров приведено в табл. 1. В сырьевых резервуарах максимальное потребление азота (80 м³/ч) возможно при минимальном количестве поступающей нефти и максимальном – откачиваемой нефти. В товарных резервуарах максимальное потребление азота (120 м³/ч) возможно при минимальном количестве поступающей товарной нефти и максимальном – откачиваемой из резервуаров. На основании вышесказанного производительность азотодобывающей установки с учетом коэффициента запаса принимается равной 150 м³/ч.

Внештатные ситуации устраняются благодаря наличию аварийного запаса в ресиверах, который принимается из условия

аварийной откачки резервуара объемом 3000 м³, с учетом включения резервной установки.

Краткое описание технологической схемы

Создание инертной среды в сырьевых и товарных резервуарах предусматривается по отдельной схеме (рис. 1).

Сырьевые резервуары РВС-1, 2, 3, работающие в динамическом режиме, газоуравнительной системой не объединяются. Товарные резервуары РВС-8, 9, 11, 12, 13, 14, работающие поочередно в режиме прием – отстаивание – откачка, объединяются газоуравнительной линией, обеспечивающей переток газа, вытесняемого из резервуара, в резервуар, из которого она откачивается.

При понижении давления в резервуарах до 50 мм вод. ст. в них подается азот, при достижении давления 150 мм вод. ст. подача прекращается. Регулирование давления в сырьевых резервуарах предусматривается клапанами прямого действия, установленными на трубопроводах подачи азота в каждый сырьевой резервуар. При давлении в резервуарах выше 150 мм вод. ст. сброс газа через гидрозатворы Пн-1 – Пн-4 осуществляется на свечу рассеивания высотой 20 м.

В результате гидравлического расчета, выполненного по программе PIPESIM, определены диаметры газоуравнительных линий товарных резервуаров, трубопроводов сброса газа на свечу от сырьевых и товарных резервуаров (рис. 2, 3, табл. 2).

Экономические и экологические преимущества

Проектные решения позволили снизить количество выбросов в атмосферу от товарных резервуаров, а также отвести сброс газа на свечу рассеивания, расположенную в стороне от зоны обслуживания оборудования. Расчетные объемы валовых выбросов вредных веществ в атмосферу после внедрения системы создания инертной газовой среды в резервуарах значительно снизятся в целом по резервуарному парку с 867,811 до 382,541 т/год. Потери углеводородных компонентов при дыхании резервуаров уменьшатся на 485,27 т/год. Кроме того, с учетом вероятности возможных аварий (1 раз в три года) согласно расчету эффективности инвестиционного проекта непонесенные затраты на их устранение за десятилетний период оцениваются с учетом инфляции в 110831 тыс. руб. Чистая дисконтированная стоимость (NPV) проекта составит 6514 тыс. руб., норма доходности (IRR) – 18 %. Ориентировочный возврат вложенного капитала произойдет на 7 году реализации проекта, дисконтированный возврат – несколько позже, через 10 лет.

Строительство и опыт эксплуатации системы

Строительство проводилось с июля по ноябрь 2003 г. силами нескольких подрядных организаций. Объемы работ были разделены между подрядчиками и выполнялись параллельно в одни сроки.

Таблица 1

Резервуары	Количество нефти, м ³ /ч			
	закачиваемой		откачиваемой	
	максимальное	минимальное	максимальное	минимальное
Сырьевые	350	270	350	270
Товарные	320	200	320	200

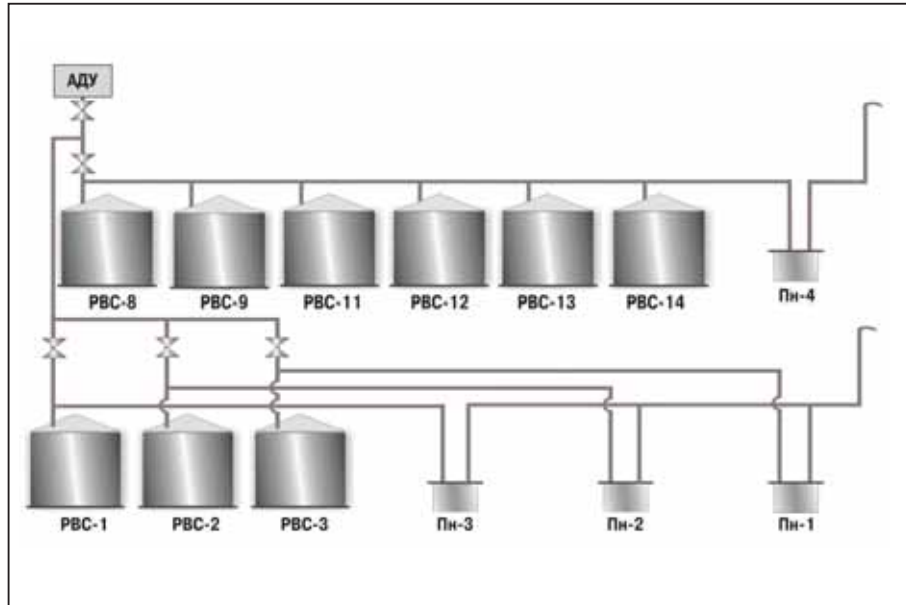


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема системы создания инертной среды в сырьевых и товарных резервуарах:

АДУ – азотодобывающая установка; РВС-1, 2, 3 – сырьевые резервуары; РВС-8, 9, 11, 12, 13, 14 – товарные резервуары; Пн-1, 2, 3, 4 – гидрозатворы

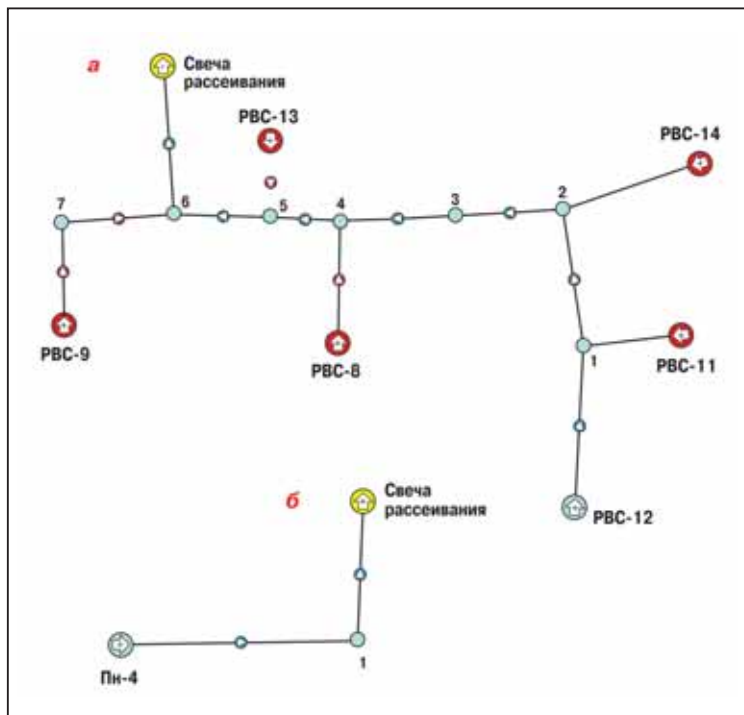


Рис. 2. Расчетные схемы газоуравнительных линий товарных резервуаров (а) и трубопровода сброса газа от гидрозатвора Пн-4 на свечу рассеивания (б): 1-5, 7 – точки поступления газа в газоуравнительную линию; 6 – точка сброса газа

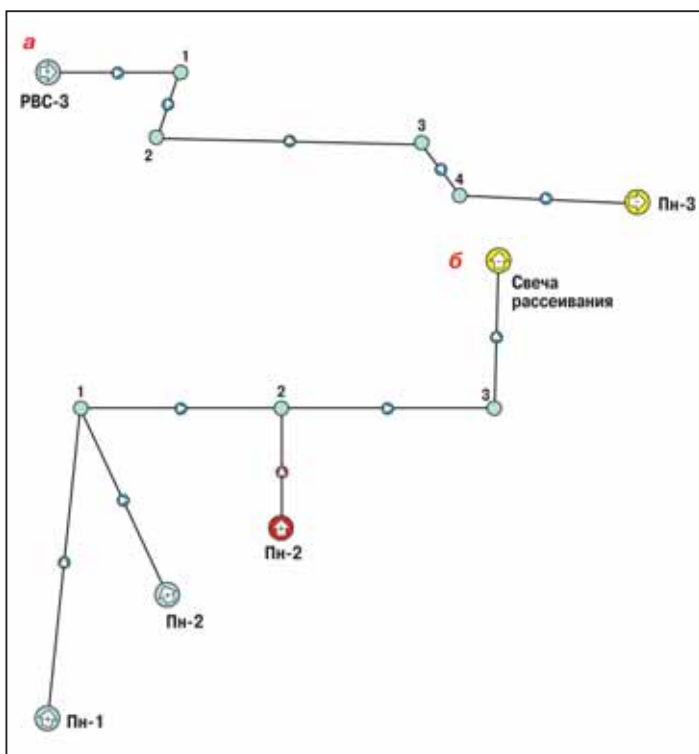


Рис. 3. Расчетные схемы газопровода от сырьевого резервуара до гидрозатвора (а) и трубопровода сброса газа от гидрозатворов Пн-1 – Пн-3 на свечу рассеивания (б):
1-4 – точки поступления газа в газопровод

Таблица 2

Участок		Длина, м	Внутренний диаметр, мм	Расход газа, м³/сут	Абсолютное давление, Па		Перепад давления, Па
начало	конец				в начале участка	в конце участка	
Газоуравнивательные линии товарных резервуаров							
РВС-12	Пн-4	224,49	263,0	7680	101484	101325	159
Трубопровод сброса газа от гидрозатвора Пн-4 на свечу							
Пн-4	свеча	271,37	414,0	7680	101635	101325	310
Трубопровод сброса газа от резервуара Р-3 до гидрозатвора Пн-3							
РВС-3	Пн-3	141,84	315,0	4200	101443	101325	118
Коллектор сброса газа от гидрозатворов Пн-1 – Пн-3 на свечу							
Пн-1	1	4,4	414,0	4200	101594	101594	0
Пн-2	1	0,9	414,0	4200	101594	101594	0
1	свеча	515,1	414,0	8400	101594	101325	269

Примечание. Суммарное максимальное гидравлическое сопротивление системы газопроводов товарных резервуаров составляет 47,8 мм вод. ст., сырьевых резервуаров – 39,4 мм вод. ст.

ООО «Самаранефтепромстрой» осуществляло монтаж стоек под технологические трубопроводы, а также технологических трубопроводов, свеч рассеивания, фундаментов под оборудование азотной установки, подключение резервуаров к технологической линии и благоустройство.

ООО «Строймонтаж» выполняло строительство линии теплосети, навеса на площадке азотной установки, фундаментов и монтаж оборудования на площадке гидрозатворов №1,2, монтажливневой канализации от площадок гидрозатворов.

Строительная фирма «ЧП Комаров» обеспечила теплоизоляцию трубопроводов.

ЗАО «НПП Криосервис» провело монтаж и пуско-наладку оборудования азотной установки.

При проведении пуско-наладочных работ при реализации системы создания инертной среды (азота) в резервуарах Радаев-

ской УПН был выполнен мониторинг за изменениями количества и качества дизельного топлива в гидрозатворах. Исходное дизтопливо в соответствии ГОСТ имеет плотность 840 кг/м³ и кинематическую вязкость 1,8 – 3 мм²/с. Азотная станция введена в эксплуатацию в конце декабря 2003 г. Первые пробы затворной жидкости отбирались спустя месяц с начала работы (26.01.04 г.) и затем повторно в конце февраля и далее каждый месяц.

Дизельное топливо из гидрозатвора товарных резервуаров (проба №3 от 26.02.04 г.) имеет плотность 676-686 кг/м³ и кинематическую вязкость 0,53 – 0,58 мм²/с, из гидрозатворов сырьевых резервуаров (пробы № 1 и № 2 от 26.02.04 г.) – плотность 748-759 кг/м³ и кинематическую вязкость 1,06 – 1,17 мм²/с.

Газовая фаза из сырьевых резервуаров содержит более легкие компоненты по сравнению с газовой фазой из товарных резервуаров и склонна к испарению. Газовая фаза из товарных резервуаров с более тяжелыми компонентами легче переходит в жидкую фазу при прохождении затворной жидкости, т.е. происходит ее накопление.

Результаты исследования показали, что дизельное топливо сохраняет свойства незамерзающей жидкости. Плотность уменьшается за счет поглощения жидких компонентов газовой фазы, сбрасываемой через гидрозатворы. Это вызывает необходимость периодического обновления затворной жидкости, особенно для товарных резервуаров. Обновление затворной жидкости необходимо и для сырьевых резервуаров.

В настоящее время работниками ЦПНГ-1 (РИТС-1) проводится постоянный контроль и фиксация технологических и технических операций, связанных с системой инертной среды, включая резервуарные парки и гидрозатворы, а также с азотной станцией.

Перспективы внедрения аналогичных технологических систем

Промышленное внедрение технологической системы с встроенной азотодобывающей станцией актуально при обустройстве и реконструкции резервуарных парков на нефтепромысловых объектах с сернистой (содержание серы более 0,6 %) и сероводородсодержащей нефтью (резервуарные парки устано-

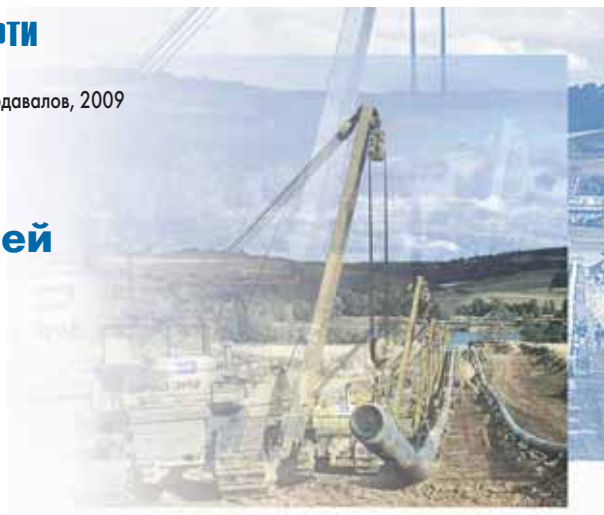
вок подготовки нефти, нефтестабиллизационных предприятий, нефтеперерабатывающих заводов, наливных терминалов). Например, для нефтепромысловых объектов Самарской области содержание серы в нефти, поступающей на Отрадненское НСП, составляет 1,23 %, на Козловские ГС – 2,19 %, Горбатовскую УПСВ – 1,27 %, Алакаевскую ТХУ – 2 %.

В каждом конкретном случае необходимо рассматривать технико-экономическую целесообразность промышленного внедрения аналогичной технологической системы со встроенной азотодобывающей станцией с учетом опыта проектирования и строительства на Радаевской УПН.

Авторы выражают благодарность за содействие внедрению азотной системы А.Б. Ленскому (ЗАО НПП «Криосервис») и Л.А. Нисельсону (ООО «Ланхит»).

Применение рассекающих муфт для борьбы с ручейковой коррозией в нефтепроводах

И.Ю. Подалов (Санкт-Петербургский гос. горный институт им. Г.В. Плеханова)



Application of splitting couplings for groove corrosion control in oil pipelines

I.Yu. Podavalov
(Saint-Petersburg State Mining Institute)

С каждым годом увеличиваются объемы применения методов увеличения нефтеотдачи пластов, что повышает коррозионную агрессивность перекачиваемой продукции и, как следствие, аварийность. Анализ литературных данных показывает, что основной причиной отказов промысловых нефтепроводов является внутренняя коррозия под действием агрессивной перекачиваемой продукции. Наиболее опасным видом внутренней коррозии промысловых нефтепроводов является ручейковая коррозия, скорость которой может достигать 10 мм/год. Основной причиной ручейковой коррозии нефтепроводов является агрессивная вода с механическими примесями, накапливающаяся в нижней части трубы.

Для борьбы с данным видом коррозии нами предлагается новый метод – использование рассекающих муфт, которые позволяют рассеять (эмульгировать) агрессивную воду, движущуюся с нефтью в нижней части трубопровода и в самой нефти без турбулизации потока. Применение таких муфт снижает интенсивность внутренней коррозии в несколько раз.

При использовании данного метода в нижней части трубопровода устанавливаются отклоняющие рассекатели, которые изменяют направление движения самого нижнего слоя жидкости (агрессивной воды), движущейся в трубопроводе при ламинарном течении потока нефти. Придонный поток воды, натекая на неподвижную стенку, установленную под некоторым углом к оси трубопровода, изменяет направление движения и поднимется вдоль стенки трубопровода в его верхнюю часть, рассеивается и под действием силы тяжести начинает оседать. После выделения из водонефтяной эмульсии воды в нижнюю часть трубопровода необходимо повторить этот процесс и т.д. В зависимости от вязкости жидкости предлагаются три способа расположения рассекателей: конусное; усеченное; неусеченное. Пока рассматривалось только конусное расположение рассекателей, а разработка остальных двух способов планируется на перспективу.

Для решения поставленной задачи необходимо определить следующие параметры: угол наклона рассекателя к оси трубопровода; число рассекателей; расстояние между рассекателями в комплекте; шаг расстановки следующего комплекта рассекателей. Кроме того, нами была разработана специальная форма рассекателей, обеспечивающая безвакуумный перелив жидкости, что позволяет избежать турбулизации потока.

Для апробации предложенного метода борьбы с ручейковой коррозией был спроектирован и собран экспериментальный стенд, который позволил доказать работоспособность предложенной конструкции. С целью обоснования параметров экспериментальной установки были сформированы критерии подобию, которые также использовались для пересчета результатов

The new method of the groove corrosion control in oil pipelines with the help of the splitting couplings is offered. The special form of splitters, providing nonaerated fluid transfer, that allows to avoid flow turbulization, is developed. The design procedure of rational working parameters of the device for prevention of the groove corrosion initiation is offered.

эксперимента в фактические данные. Основные результаты опытов приведены на рисунке. Также была проведена серия экспериментов по определению скорости осаждения воды в нефти для уточнения расстояния между муфтами.



Зависимость высоты подъема жидкости от угла наклона рассекателя при одинаковых (1) и различных (2) плотностях

На основе экспериментальных исследований разработана методика расчета рациональных рабочих параметров устройства для предупреждения возникновения ручейковой коррозии и разработаны рекомендации по использованию рассекающих муфт.

Использование предложенной конструкции муфты с комплектом рассекателей позволяет снизить интенсивность внутренней коррозии нефтепровода и повысить срок его службы в несколько раз.



Комплексный показатель надежности насосного оборудования

К.Р. Уразаков, А.С. Топольников
(ООО «РН-УфаНИПнефть»),
Г.Б. Агамалов
(ЗАО «Уралнефтегазпром»)

Complex reliability index of pumping equipment

K.R. Urazakov, A.S. Topolnikov (RN-UfaNIPneft LLC),
G.B. Agamalov (Uralneftegazprom ZAO)

При выборе способа эксплуатации и конкретного оборудования для скважинной добычи нефти наряду с такими его характеристиками, как производительность и применимость к данным промысловым условиям, необходимо учитывать среднее время безотказной работы. При частых отказах элементов подземного оборудования затраты, связанные с простоем скважины и проведением ремонтно-восстановительных работ, могут оказаться сравнимы с доходами от продажи добываемой нефти. Обеспечение эксплуатационной надежности установок для добычи нефти в условиях интенсификации притока пластовой жидкости и ухудшения промысловых условий (рост обводненности, содержания газа и механических примесей) становится первоочередной задачей нефтедобывающих предприятий.

В настоящее время для исследования надежности работы погружного оборудования в нефтегазовой промышленности используются две группы критериев.

Первая группа представляет собой традиционные критерии надежности: межремонтный период (МРП) и наработку на отказ (ННО). Основное различие между двумя критериями состоит в том, что МРП характеризует надежность работы скважины (поэтому именно МРП используется для прогноза числа текущих ремонтов), в то время как ННО отражает надежность фонда погружных установок. Несмотря на простоту расчета и ясность понимания данных критериев, они имеют ряд очевидных недостатков. В частности, результаты расчета рассматриваемых параметров зависят от графика ввода оборудования в эксплуатацию, в связи с чем МРП имеет, как правило, завышенное, а ННО заниженное значение.

Вторая группа критериев основана на методике вероятностного подхода к анализу отказов погружного оборудования, разработанной в ЗАО «Новомет-Пермь» [1-3]. Критерии на основе вероятностного подхода позволяют оценить точность вычислений, а также осуществлять анализ и прогноз по неполным выборкам данных. В то же время для понимания и трактовки результатов необходимы знания в области математической статистики, адекватный расчет параметров требует больших (порядка 500 и более) выборок данных, поскольку при малых выборках получаются значительные погрешности.

Для обеих групп критериев в качестве исходных данных используется статистика отказов погружных установок за исследуемый временной период без учета их нагруженности. Другие факторы, обуславливающие надежность работы насосного оборудования (причины отказов, геологические особенности разрабатываемых пластов, интенсивность эксплуатации), при этом либо совсем не принимаются во внимание, либо учитываются простым группированием статистических данных.

The new complex index for an estimation of reliability of pumping units, which takes into account the work, performed by formation fluid recovery submersible equipment, is inserted. It is established, that the complex reliability index provides the best approximation of experimental data to exponential theoretical curve of probability of non-failure operation in comparison with an mean time between failures.

Проблему учета влияния особенностей условий эксплуатации на надежность работы погружных установок без усечения объема выборки можно решить, если какие-то параметры эксплуатации включить как зависимые в показатель надежности. К ним прежде всего относятся параметры, характеризующие интенсивность добычи (дебит скважины, напор насоса, нагрузку на привод) и осложнения (содержание механических примесей, пластовую температуру, угол наклона скважины в месте установки насоса).

Комплексный показатель надежности

Воспользуемся идеей работы [4], где анализировалась статистика отказов установок скважинных штанговых насосных (УСШН). В качестве показателя надежности был предложен комплексный показатель, который учитывал совершаемую насосом работу по поднятию жидкости в скважине.

Для УСШН комплексный показатель надежности имеет вид

$$W_{\text{УСШН}} = \frac{0,00144}{g} S n \cdot \text{ННО} (2G_{\text{ж}} + G_{\text{шт}}), \quad (1)$$

где 0,00144/g – нормирующий множитель для перевода единиц измерения величин в итоговую размерность, т·км; S – длина хода плунжера (примем равным длине полированного штока), м; n – число качаний, мин⁻¹; G_ж, G_{шт} – вес соответственно поднимаемой жидкости и штанг (учитывается только при ходе плунжера вверх), Н [5, 6].

Для электроцентробежного насоса вместо формулы (1) используется следующее выражение:

$$W_{\text{ЭЦН}} = \frac{0,101}{g} \text{ННО} (p_{\text{вык}} - p_{\text{пр}}) q_{\text{ж}}, \quad (2)$$

где p_{вык}, p_{пр} – давление соответственно на выкиде и приеме насоса, атм; q_ж – дебит жидкости, м³/сут.

Оценка адекватности показателей надежности погружного оборудования

Для выяснения объективности введенного нами комплексного показателя с точки зрения оценки надежности работы погружного оборудования сравним показатели надежности $W_{СШН}$ и $W_{ЭЦН}$ с наработкой на отказ для выборки экспериментальных данных по отказам погружных насосов. В качестве критерия рассмотрим близость плотности распределения экспериментальных зависимостей для $W_{СШН}(W_{ЭЦН})$ и наработки к плотности экспоненциального распределения

$$f(t) = \lambda \cdot \exp(-\lambda(t - t_0)), \tag{3}$$

где λ – интенсивность выхода из строя установок; t_0, t – соответственно начальное и текущее время.

Предположим, что имеется выборка данных статистики отказов погружных насосов размерности K с наработками s_1, s_2, \dots, s_K . Для получения распределения установок, находящихся в работе, необходимо разбить весь временной интервал на X частей и подсчитать число установок, попавших в каждый из интервалов:

$$Y_1, \dots, Y_X \text{ с вероятностями } P_j = 1 - 1/K_1 \sum_{i=1}^j Y_i,$$

$$\text{где } \sum_{i=1}^X Y_i = K_1.$$

Отметим, что при построении распределения суммируется число работающих установок в каждом из интервалов разбиения, поэтому K_1 в общем случае не совпадает с K . Значение K_1 можно оценить следующим образом. Предположим, что вероятности отказов по интервалам разбиения равны Q_j . Тогда первый интервал будет содержать $K - Q_1 K$ элементов, второй $K - (Q_1 + Q_2)K$ и т.д., предпоследний $K - (1 - Q_X)K$, в последнем элементов не будет (за бесконечно большое время откажут все установки).

$$\text{Суммируя все значения, получаем } K_1 = K \sum_{i=1}^X \left(1 - \sum_{j=1}^i Q_j \right).$$

В частном случае, когда вероятности отказов равны $Q_i = 1/X$, имеем $K_1 = K(X-1)/2$.

Степень соответствия экспериментального распределения экспоненциальной зависимости будем оценивать по значению статистики критерия отношения правдоподобия Пирсона χ^2 [7]

$$\chi^2 = K_1 \sum_{i=1}^X \frac{(Y_i / K_1 - P_i(\theta))^2}{P_i(\theta)}, \tag{4}$$

где $P_i(\theta)$ – вероятности попадания в интервал Y_j , соответствующие теоретическому закону с плотностью распределения (3).

Таким образом, если для одной и той же выборки данных размерности K_1 построить статистики для наработки на отказ и показателя надежности, то лучший критерий будет определяться по ее меньшему значению.

С целью исключения субъективных моментов, связанных с выбором числа интервалов разбиения X и их ширины, для наработки и показателя надежности для одной и той же выборки данных условимся использовать одинаковое число узлов разбиения и пропорциональные интервалы. Само же число интервалов и их длины будем выбирать, исходя из метода асимптотически оптимального группирования [8]. Согласно этому методу интервалы разбиения неодинаковы, выбираются с учетом задаваемого распределения и минимизируют потери в информации Фишера о законе распределения. В табл. 1 приведены оптимальные граничные точки при оценке интервалов разбиения для экспоненциального распределения. Для каждого числа интервалов X строится набор оптимальных точек, ограничивающих Y_1, \dots, Y_X и соответствующие им теоретические вероятности $P_i(\theta)$ (табл. 2).

Таблица 1

X	t ₁	t ₂	t ₃	t ₄	t ₅	t ₆	t ₇
3	1,0176	2,6112					
4	0,7541	1,7716	3,3652				
5	0,6004	1,3545	2,3720	3,9657			
6	0,4993	1,0997	1,8538	2,8714	4,4650		
7	0,4276	0,9269	1,5273	2,2813	3,2989	4,8925	
8	0,3739	0,8015	1,3008	1,9012	2,6553	3,6729	5,2665

Таблица 2

X	P ₁	P ₂	P ₃	P ₄	P ₅	P ₆	P ₇
3	0,8310	0,1690					
4	0,6970	0,2519	0,0511				
5	0,5970	0,2809	0,1015	0,0206			
6	0,5210	0,2858	0,1345	0,0487	0,0100		
7	0,4620	0,2804	0,1538	0,0723	0,0261	0,0053	
8	0,4147	0,2704	0,1641	0,0900	0,0424	0,0153	0,0031

Таблица 3

X	Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄	Q ₅	Q ₆	Q ₇	Q ₈
3	0,6385	0,2880	0,0735					
4	0,5296	0,3004	0,1355	0,0345				
5	0,4514	0,2905	0,1648	0,0744	0,0189			
6	0,3930	0,2740	0,1763	0,1000	0,0451	0,0116		
7	0,3479	0,2563	0,1787	0,1150	0,0652	0,0294	0,0075	
8	0,3120	0,2394	0,1763	0,1229	0,0791	0,0449	0,0202	0,0052

Величина X выбирается таким образом, чтобы для любого интервала при оптимальном группировании выполнялось условие $K_1 P_i(\theta) \geq 3$. При этом теоретические вероятности отказов Q_j берутся из табл. 3.

Сравнение наработки и комплексного показателя надежности на примере выборок данных по отказам погружных насосов

В качестве исходных были рассмотрены данные по отказам УЭЦН и УСШН за 2006-2007 гг. в ООО «РН-Пурнефтегаз», из которых взяты четыре выборки: три по отказам УСШН и одна по отказам УЭЦН. Первая выборка включала данные по наработкам и технологические режимы 246 штанговых насосов, отказавших по причинам износа или заклиннивания плунжерной пары, клапанов, а также обрыва или отворота штанг. Причины отказов были установлены после специально проведенных исследований элементов погружной части УСШН. Они охватывают лишь незначительную часть общей выборки отказов на предприятии за анализируемый период. В данную выборку были включены установки, наработка которых составляет не менее 3 сут, чтобы избежать включения так называемых приработочных отказов, вызванных грубым отклонением от технологии изготовления, транспортировкой, спуском и выводом на рабочий режим (около 5 % всех отказов). Средняя наработка по 246 установкам составляет 92,39 сут, среднее значение $W_{СШН}$ рассчитанное по данным технологических режимов установок, равно 17340 т·км.

Для сравнения статистик, построенных по этим экспериментальным данным для наработки и показателя надежности, зададим число интервалов разбиения $X=6$. Чтобы проверить выполнение условия $K_1 P_i(\theta) \geq 3$, вычислим $K_1 = K \sum_{i=1}^X \left(1 - \sum_{j=1}^i Q_j \right)$,

Q_j берутся из табл. 3 при $X=6$. Получаем $K_1 = 287$ – теоретическая

Таблица 4

Наработка			$W_{\text{СШН}}$			$K_1 P_i(t)$
Интервал	Отказы	Y_i	Интервал	Отказы	Y_i	
3 – 48	78	168	0 – 8,7	73	173	128,2
49 – 104	84	84	8,8 – 19,1	97	76	70,3
105 – 173	68	16	19,2 – 32,1	49	27	33,1
174 – 267	11	5	32,2 – 49,8	16	11	12,0
268 – 415	1	4	49,9 – 77,4	8	3	2,4
416 – ∞	4		77,5 – ∞	3		

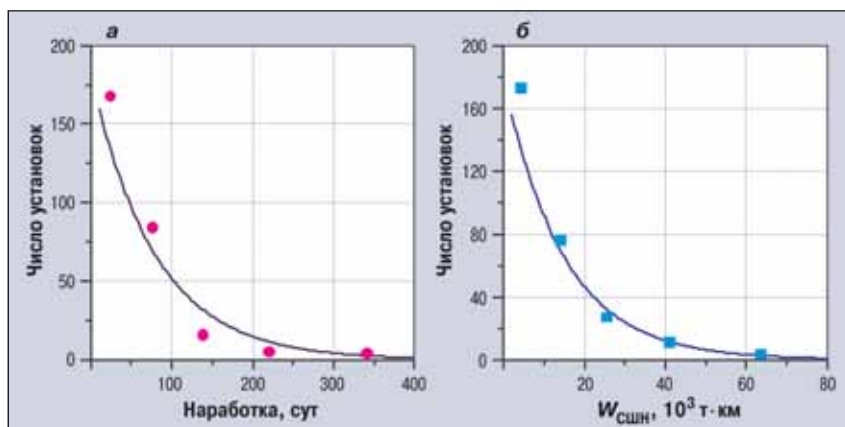


Рис. 1. Теоретические зависимости числа исправных установок от наработки (а) и $W_{\text{СШН}}$ (б), соответствующие табл. 4 (здесь и далее точками обозначены экспериментальные данные)

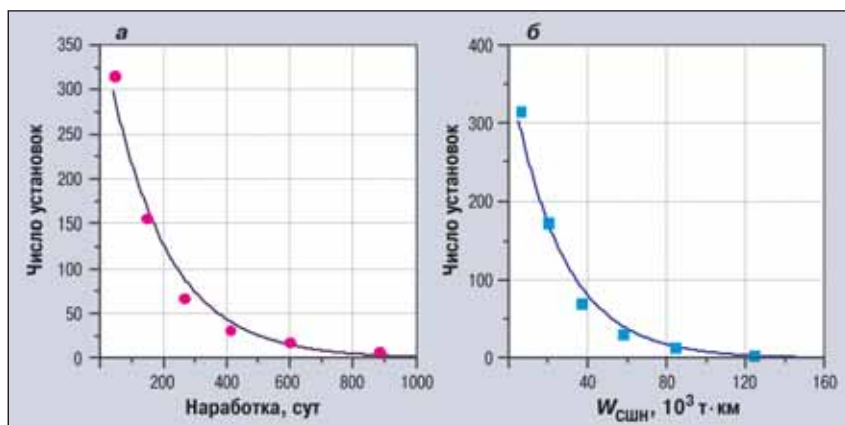


Рис. 2. Теоретические зависимости числа исправных установок от наработки (а) и $W_{\text{СШН}}$ (б) для выборки данных по отказам на Барсуковском месторождении

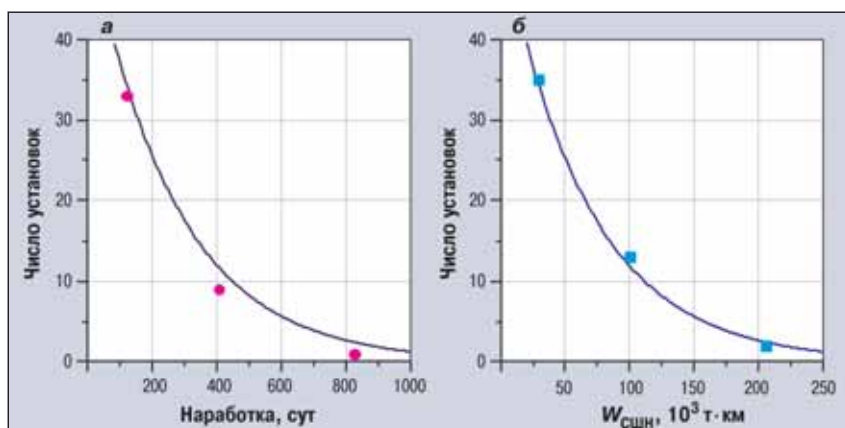


Рис. 3. Теоретические зависимости числа исправных установок от наработки (а) и $W_{\text{СШН}}$ (б) для выборки данных по отказам УСШН из-за обрыва или отворота штанг

оценка численности выборки данных. Определяем произведение $K_1 \cdot P_5 = 287 \cdot 0,001 = 2,87 \approx 3$.

Границы интервалов выбираются из условия $t_i = \lambda (x_i - x_0)$, где для рассматриваемого случая x_0 – нижняя граница по наработке (2 сут) и показателю надежности (0), λ – величина, обратная среднему значению наработки ($0,0108 \text{ сут}^{-1}$) и $W_{\text{СШН}}$ ($0,0577 \cdot 10^{-3} (\text{т} \cdot \text{км})^{-1}$). Для выбранного числа интервалов $X=6$ значения t_i берутся из табл. 1, после чего рассчитываются x_i . Далее для двух показателей по известной выборке данных определяется число установок, отказавших в каждом из интервалов, и методом суммирования находится число исправных установок Y_i . Результаты анализа выборки по отказам УСШН в части плунжерной пары, клапанов и штанг приведены в табл. 4.

По формуле (4) вычисляем статистики $\chi^2_{\text{нНО}} = 22,20$ и $\chi^2_{\text{W}} = 8,14$. Видно, что значение статистики, рассчитанной для комплексного показателя надежности, меньше, и, следовательно, распределение по $W_{\text{СШН}}$ ближе к экспоненциальному, чем распределение, построенное по наработке СШН (рис. 1). Меньшее значение статистики χ^2_{W} по сравнению с $\chi^2_{\text{нНО}}$ показывает, что в первом случае экспериментальные точки расположены ближе к теоретической кривой.

Вторая рассмотренная выборка данных включала 420 отказов УСШН, которые произошли в течение 2006-2007 гг. по различным причинам на Барсуковском месторождении. Средняя наработка установок равна 215,67 сут, среднее значение $W_{\text{СШН}} = 30470 \text{ т} \cdot \text{км}$. Отметим, что только 97 элементов этой выборки вошли в предыдущую, поэтому их можно рассматривать независимо друг от друга. Данная выборка была разбита на семь интервалов. На рис. 2 приведены результаты расчетов. Значения статистик $\chi^2_{\text{W}} = 15,83$ и $\chi^2_{\text{нНО}} = 19,43$.

Третья выборка данных для УСШН, куда были отнесены только те установки, которые отказали из-за обрыва или отворота штанг, включала 71 отказ со средней наработкой 320,94 сут и средним $W_{\text{СШН}} = 80130 \text{ т} \cdot \text{км}$. Из-за малой величины выборки число интервалов равнялось четырем. Результаты расчетов для нее приведены на рис. 3. По сравнению с предыдущими данная выборка показывает наилучшее согласование экспериментальных точек и теоретической кривой как для наработки, так и для показателя надежности. Наиболее близко экспериментальные значения Y_i подходят к теоретической зависимости для $W_{\text{СШН}}$, когда $\chi^2_{\text{W}} = 0,13$. Для наработки $\chi^2_{\text{нНО}} = 1,27$.

Четвертая выборка представляет собой данные по отказам ЭЦН за 2006 г. Поскольку согласно формуле (2) в показатель надежности для ЭЦН в качестве множителя входит дебит жидкости, были отобраны насосы одинакового типоразмера – ЭЦН-50. Выборка данных содержит 89 отказов, средняя наработка на отказ для одной установки равна 86,17 сут, среднее значение $W_{\text{ЭЦН}}$ составляет 2540 т·км. Выборка включает только те установки, которые проработали 3 сут и более.

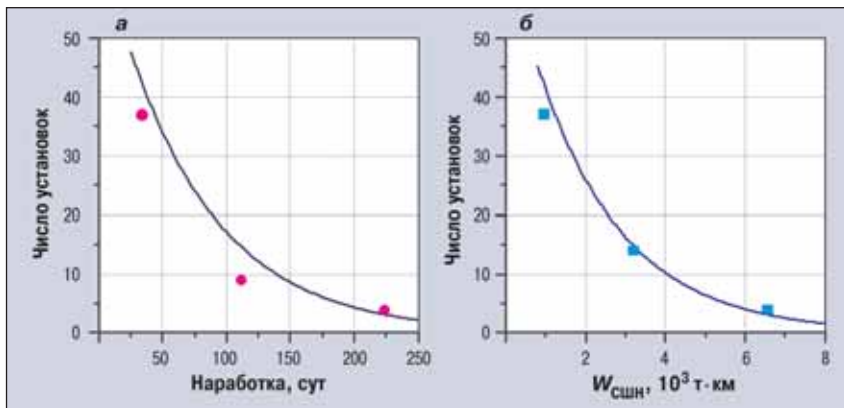


Рис. 4. Теоретические зависимости числа исправных установок от наработки (а) и $W_{\text{эцн}}$ (б) для выборки по отказам УЭЦН

Таблица 5

Наработка			$W_{\text{эцн}}$			$K_1 P_i(\theta)$
Интервал	Отказы	Y_i	Интервал	Отказы	Y_i	
3 – 67	52	37	0 – 1,9	52	37	41,8
68 – 155	28	9	2,0 – 4,5	23	14	15,1
156 – 292	5	4	4,6 – 8,6	10	4	3,1
293 – ∞	4		8,7 – ∞	4		

Для анализа близости экспериментальных распределений для наработки и $W_{\text{эцн}}$ к теоретическому экспоненциальному закону выборка была разбита на четыре интервала. Результаты расчетов приведены в табл. 5 и на рис. 4. Как и в случае штанговых насосов, показатель надежности, учитывающий работу, совершаемую насосом по поднятию жидкости в колонне НКТ, дает результаты, более близкие к теоретическим, чем наработка на отказ: $\chi^2_{\text{ННО}} = 1,98$; $\chi^2_{\text{эцн}} = 0,55$.

Таким образом, на примере выборок по отказам погружного оборудования в ООО «РН-Пурнефтегаз» показано, что предлагаемый комплексный показатель надежности позволяет получить результаты, более объективные по сравнению с результатами на основе анализа наработки на отказ.

Использование комплексного показателя надежности для прогноза времени безотказной работы

Комплексный показатель надежности позволяет оценивать среднее время безотказной работы погружной установки для заданных условий эксплуатации по ретроспективным данным для выбранного месторождения.

Предположим, что имеется выборка, состоящая из K массивов данных по отказам штанговых насосов за некоторый временной период, которая содержит наработки и параметры технологических режимов насосов. При этом важно, чтобы геолого-промысловые условия эксплуатации отказавших установок, были примерно одинаковы. Рассчитав для каждого случая отказа $W_{\text{сшн}}$, определяем их среднее значение $\bar{W}_{\text{сшн}}$. Далее вычисляем

$$\xi = \bar{W}_{\text{сшн}} / \text{ННО}, \text{ННО} = 1/K \sum_{i=1}^X \text{ННО}_i.$$

Теперь допустим, что на одной из скважин, имеющей аналогичные условия эксплуатации, запускается в работу новая штанговая установка. Зная параметры скважины, глубину подвески насоса и его рабочие характеристики, можем найти параметр

$$\eta = \frac{0,00144}{g} Sn(2G_{\text{ж}} + G_{\text{шт}}). \tag{5}$$

Предполагая, что значение комплексного показателя надежности к моменту выхода из строя данной установки будет равно $\bar{W}_{\text{сшн}}$, находим ожидаемую наработку на отказ

$$\text{ННО} = \frac{\bar{W}_{\text{сшн}}}{\eta}. \tag{6}$$

Выводы

1. Традиционные показатели исследования надежности погружного оборудования для добычи нефти, такие как наработка на отказ, межремонтный период, вероятность безотказной работы, не дают полной объективной картины, поскольку не учитывают условий, в которых эксплуатируются установки. Для анализа надежности штанговых и электроцентробежных насосов предлагается новый показатель, который учитывает работу, производимую установкой по извлечению продукции скважин на поверхность.

2. Предлагаемый комплексный показатель надежности дает лучшее приближение экспериментальных точек к теоретической экспоненциальной кривой вероятности безотказной работы. Использование в качестве критерия надежности комплексного показателя позволяет прогнозировать наработку установок для конкретных условий эксплуатации.

3. Дальнейшее развитие исследований в области анализа надежности применительно к установкам для добычи нефти видится в увеличении числа параметров, которые следует учитывать при прогнозировании безотказной работы установок.

Список литературы

1. *Статистический анализ надежности погружных установок в реальных условиях эксплуатации*/ О.М. Перельман, С.Н. Пещеренко, А.И. Рабинович, С.Д. Слепченко // *Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа.* – 2002. – № 3. – С. 28-34.
2. *Надежность погружного оборудования в условиях эксплуатации ООО «Лукойл-Западная Сибирь»* / Н. Инюшин, А. Валеев, О. Перельман и др. // *Технологии ТЭК.* – 2004. – № 6. – С. 51-55.
3. *Методика определения надежности погружного оборудования и опыт ее применения*/ О. Перельман, С. Пещеренко, А. Рабинович, С. Слепченко // *Технологии ТЭК.* – 2005. – № 3. – С. 66-72.
4. *Уразаков К.Р., Кутдусова З.Р. Метод обработки статистической информации о работе штанговых установок* // *Нефтепромысловое дело.* – 1982. – №3. – С. 7-9.
5. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти/Под общей редакцией Ш. К. Гиматудинова.* – М.: Недра, 1983. – 455 с.
6. *Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. Учебное пособие для вузов.* – М.: Нефть и газ, 2003. – 816 с.
7. *Кендалл М., Стьюарт А. Статистические выводы и связи.* – М.: Наука, 1973. – 900 с.
8. *Лемешко Б.Ю. Асимптотически оптимальное группирование наблюдений в критериях согласия* // *Заводская лаборатория.* – 1998. – Т. 64. – № 1. – С. 56-64.



Стратегия развития инфраструктуры транспорта углеводородов в России

А.Г. Коржубаев (Сибирское отделение Российской академии наук)

Strategy of infrastructure development when transporting hydrocarbons in Russia

A.G. Korzhubaev
(Siberian branch of Russian Academy of Science)

The condition of transport systems of hydrocarbons in Russia is considered. Priority directions of development, including perspectives of concrete project realization are defined and proved. It is shown that the realizable course to diversification of domestic and exported supplies in the oil and gas complex, as well as organization of a direct contact with huge payable consumers of oil and gas, totally corresponds to long-term economic processes. It is proved that in the conditions of geographical change of oil and gas production in the country as well as of delivery diversification - pipeline transport can become and already is becoming the factor structurally constraining the oil and gas complex development.

100 % природного и утилизируемого нефтяного газа. Сжиженные углеводородные газы (СУГ) транспортируются по железной дороге.

В настоящее время среднесетевая загрузка магистральных нефтепроводов превышает 90 %, нефтепродуктопроводов – 50 %. Уровень загрузки магистральных газопроводов в зависимости от региона и сезонности составляет от 20 до 100 %.

Более 50 % магистральных нефтепроводов эксплуатируется свыше 27 лет при нормативе 30 лет, износ основных фондов нефтепродуктопроводов и резервуарных мощностей превышает 70 %, газотранспортной системы составляет 55 %, при этом более 15 % газопроводов выработали нормативный срок службы.

Более 70 % российской нефти и свыше 90 % газа добывается в Западной Сибири, в перспективе новые крупные центры добычи нефти и газа будут сформированы в Восточной Сибири, Республике Саха, на шельфе арктических морей. Поэтому современная система поставок углеводородов в значительной мере предназначена для транспорта нефти и газа из районов Сибири и Крайнего Севера на сверхдальние расстояния в западном и юго-западном направлениях. В перспективе должны будут развиваться дополнительные маршруты от источников сырья в северо-западном и юго-восточном направлениях.

Основные задачи развития трубопроводного транспорта углеводородов

В условиях изменения географии добычи нефти и газа в стране и диверсификации поставок трубопроводный транспорт является фактором, структурно сдерживающим развитие нефтегазового комплекса. Поэтому уже сейчас необходимо однозначно сформировать и реализовывать стратегию развития трубопроводного транспорта России, учитывающую региональные аспек-

В современных условиях глобального экономического кризиса в мире происходит снижение инвестиционной активности, замедляется рост спроса на энергоносители, откладывается реализация многих инфраструктурных проектов. Ожидается, что нижняя точка кризиса придется на середину 2009 г., однако уже сейчас наблюдается значительная неравномерность его масштабов и глубины в различных странах и регионах. Спрос на нефть и газ в Европе будет постепенно снижаться, а в Азии – возрастать. В результате кризиса в США и странах Европейского Содружества (ЕС) происходят серьезные изменения в мировом порядке, которые должны привести к повышению роли в глобальной финансовой и экономической системах стран, обеспеченных сырьевыми ресурсами и развитым реальным сектором экономики – России, Китая, Индии, Бразилии, Канады, Австралии и др. Также будет изменяться структура резервных валют и финансовых инструментов, в долгосрочной перспективе повысятся относительные цены сырьевых и энергетических ресурсов.

Реализуемый в нефтегазовом комплексе (НГК) России курс на диверсификацию внутрироссийских и экспортных поставок, организацию прямого выхода на крупнейших платежеспособных потребителей нефти и газа полностью соответствует долгосрочным экономическим процессам. Дальнейшее развитие систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа остается приоритетной задачей развития НГК и экономики страны в целом. Экспортные проекты атлантического направления могут быть отложены на 1-2 года, проекты тихоокеанского направления должны быть реализованы опережающими темпами.

В настоящее время система трубопроводного транспорта России (рис. 1) состоит из более 50 тыс. км магистральных нефтепроводов пропускной способностью более 450 млн. т/год. Протяженность нефтепродуктопроводов превышает 20 тыс. км, в том числе более 15 тыс. км магистральных и около 5 тыс. км распределительных; годовая мощность нефтепродуктопроводной системы превышает 50 млн. т. Вместимость резервуарных парков нефти превышает 15 млн. м³, нефтепродуктов – 5 млн. м³.

Единая система газоснабжения (ЕСГ) России включает более 150 тыс. км магистральных газопроводов (в одностороннем исчислении) и почти 6 тыс. км – газопроводов отводов, около 4 тыс. км составляют магистральные газопроводы вне ЕСГ. Активный объем подземных хранилищ газа на территории РФ составляет более 60 млрд. м³, пропускная способность газотранспортной системы – около 700 млрд. м³/год.

По протяженности и объему системы трубопроводного транспорта углеводородов России находятся на втором месте в мире после США. По магистральным трубопроводам поставляется более 90 % российской нефти, почти 25 % нефтепродуктов и

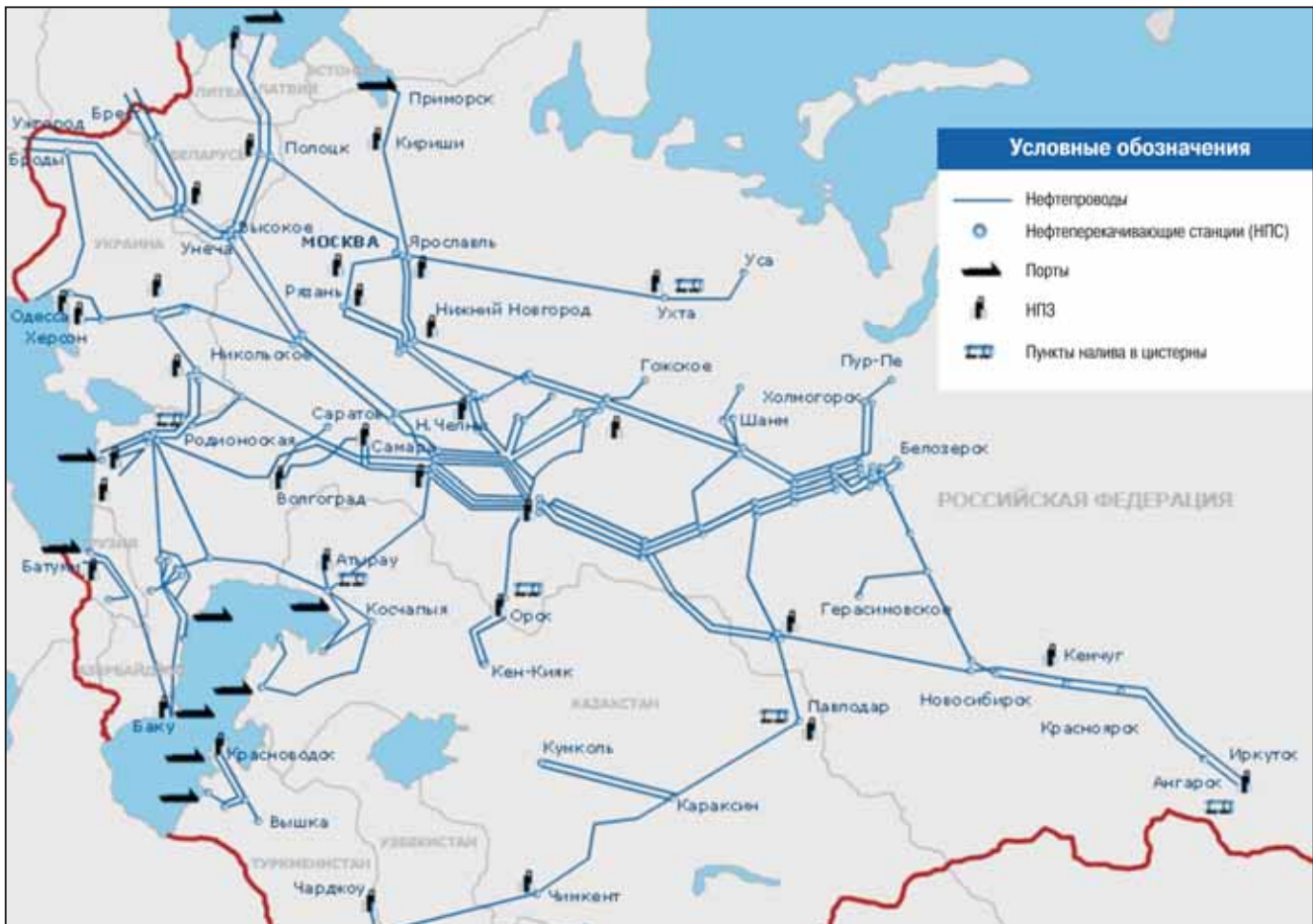


Рис. 1. Система магистральных нефтепроводов России (по данным ОАО «АК «Транснефть»)

ты нефтегазодобычи, внутрироссийские и международные тенденции энергопотребления, геополитические и экономические интересы страны.

В соответствии с утвержденной Правительством РФ «Энергетической стратегией России до 2020 года» и «Новой Энергетической стратегией России до 2030 года» развитие систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа будет определяться следующими приоритетами:

- обеспечение надежности снабжения углеводородным сырьем и продуктами его переработки экономики и населения страны;
- поддержание и усиление геополитических и экономических интересов России в мире.

Стратегическими задачами развития транспортной инфраструктуры нефтегазового комплекса являются:

- создание условий для формирования новых нефтегазодобывающих регионов страны, прежде всего в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, Северо-Западе России;
- формирование новых внутрироссийских и экспортных потоков нефти и газа, в первую очередь в существующие и перспективные промышленные центры Восточной Сибири и Дальнего Востока, страны Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР);
- расширение транзита нефти и нефтепродуктов и газа по российской территории;
- обеспечение экспорта нефти, нефтепродуктов и газа, минуя таможенную территорию сопредельных государств;
- обеспечение баланса между необходимыми объемами транспорта нефти, нефтепродуктов и газа и пропускной способ-

ностью транспортной системы, при котором для оперативного учета спроса на рынке транспортная система должна иметь резерв пропускной способности в каждый отрезок времени;

- обеспечение сбалансированного развития нефтяной, нефтеперерабатывающей, нефтехимической и газовой промышленности, включая согласованное по объемам и синхронизированное во времени создание систем нефтепроводов, газопроводов, продуктопроводов, а также инфраструктуры комплексной переработки и нефтегазохимической промышленности.

Долгосрочные процессы в системе нефтегазообеспечения

В ближайшие десятилетия на функционирование и развитие нефте- и газотранспортного комплекса будут влиять следующие устойчивые процессы.

1. Изменение географии добычи углеводородов в России:

- появление новых крупных центров нефтяной и газовой промышленности на Востоке страны: в Восточной Сибири, Республике Саха (Якутия), шельфе Дальнего Востока (Охотское море, Западно-Камчатский сектор Тихого океана);
- развитие добычи нефти и газа на севере Западно-Сибирской нефтегазодобывающей провинции (НПД), прежде всего на п-ве Ямал, Обской и Тазовской губах, шельфе арктических морей (Баренцево, Карское), в Тимано-Печорской НПД, российском секторе Каспийского моря;
- снижение добычи в традиционных нефтегазовых районах европейской части страны, в первую очередь в Волго-Уральской и Северокавказской НПД, ряде районов Западно-Сибирской НПД, главным образом, на территории ХМАО и Томской области.

2. *Изменение пространственной структуры переработки углеводородов, внутрироссийских и внутрисибирских поставок нефти, нефтепродуктов и газа:*

- повышение загрузки НПЗ, развитие существующих и формирование новых нефте- и газоперерабатывающих, нефте- и газохимических предприятий, прежде всего в Западной и Восточной Сибири (Новый Уренгой, Балаганск, Саянск, Ангарск), а также вблизи центров добычи и экспортных терминалов за пределами Сибири (Приморск, Туапсе, Новороссийск, Находка и др.);

- модернизация НПЗ и увеличение объемов производства качественных нефтепродуктов для поставок на российский и международные рынки, рост конкурентоспособности на рынке АТР нефте- и газохимической продукции, производимой в Сибири, по отношению к продукции стран Ближнего Востока.

- формирование инфраструктуры производства сжиженного природного газа (СПГ): строительство заводов по сжижению, терминалов по отгрузке, создание инфраструктуры по приему, хранению и регазификации СПГ, выход на международные рынки СПГ, необходимость транспортно-технологической кооперации Сибири с российским Дальним Востоком;

- расширение и изменение структуры поставок нефтепродуктов на внутренний и международные рынки в направлении увеличения доли высококачественных продуктов конечного потребления (дизельное топливо, бензин) при сокращении поставок мазутов, что потребует специальных мер организационно-транспортного обеспечения, экономического стимулирования, а при поставках из Сибири и Дальнего Востока в АТР – политической и дипломатической поддержки;

- продолжение газификации промышленности и коммунально-бытовой сферы прежде всего районов юга Западной Сибири, Восточной Сибири, Дальнего Востока, обеспечение извлечения всех ценных компонентов природного и нефтяного газов на территории нефтегазодобывающих центров Западной и Восточной Сибири.

3. *Изменение структуры добычи углеводородов в мире:*

- появление крупных нефтегазодобывающих центров международного значения в Каспийском регионе, восточных и северных районах России, на российском шельфе Арктики, рост добычи нефти и газа на Ближнем Востоке, в Северной и Западной Африке, усиление конкуренции на рынке АТР между поставками энергоносителей из Сибири и с Ближнего Востока;

- ожидаемое снижение добычи в Северном море, на континентальных месторождениях США, в АТР.

4. *Изменение географической структуры спроса на нефть и газа на мировых рынках:*

- стабилизация потребления нефти и умеренный рост потребления газа в странах ЕС;

- медленный рост потребления нефти и стабилизация потребления газа в Северной Америке;

- быстрое увеличение потребления и импорта нефти и газа в странах АТР.

В этих условиях необходимы модернизация систем транспорта нефти и газа, диверсификация основных направлений поставок внутри России и на экспорт. Главным результатом диверсификации будет повышение надежности обеспечения нефтью и газом экономики и населения страны, крупномасштабный выход России на азиатско-тихоокеанский энергетический рынок, формирование поставок на тихоокеанское и атлантическое побережья США при сохранении позиций на европейском рынке.

При развитии систем транспорта углеводородов необходимо учитывать, что наряду с российской нефтью по системе нефтепроводов АК «Транснефть» и Каспийского трубопроводного консорциума (КТК) на европейский рынок начнет поступать в больших количествах нефть из Каспийского региона, включая нефть Северо-Западного Казахстана (месторождения Тенгиз,

Кашаган и др.). По системе магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на рынок европейских стран СНГ из Туркменистана, Казахстана и Узбекистана будут поставляться значительные объемы природного газа.

Интересы России при формировании поставок нефти и газа из Каспийского региона заключаются:

- в максимальном использовании существующей и создании новой нефте- и газотранспортной инфраструктуры на территории России;

- в переориентации при необходимости части потоков нефти, а после 2015 г., возможно, и газа с высококонкурентных европейских рынков на быстрорастущие рынки АТР и емкий рынок Северной Америки, в том числе с использованием схем замещения (SWAP);

- в минимизации экономических и политических рисков при реализации проектов.

На западном направлении с российскими проектами конкурируют действующие нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД), газопровод Баку – Тбилиси – Эрзерум (БТЭ), строящийся газопровод Туркменистан – Китай, а также планируемые газопроводы IGAT-4 (Иран–Турция) и Nabukko (для обеспечения доставки среднеазиатского и каспийского газа в Европу через Азербайджан, Грузию, Турцию, Болгарию, Венгрию, Румынию и Австрию).

Приоритетные направления расширения и технологического развития систем транспорта нефти, нефтепродуктов и нефтяного газа в России

Исходя из геостратегических интересов страны и глобальных процессов в системе добычи и использования энергоносителей, главными направлениями развития систем транспорта нефти являются Северо-Атлантическое, Юго-Западное и Тихоокеанское.

Северо-Атлантическое направление

- Развитие Балтийской трубопроводной системы (БТС), включая строительство нового трубопровода Унеча – Усть-Луга с отводом на Киришский НПЗ протяженностью свыше 500 км и пропускной способностью более 16 млн. т/год и нефтеналивного терминала в Усть-Луге – проект БТС-2. Планируемые сроки реализации 2010-2012 гг. Предполагается ответвление от участка нефтепровода «Дружба» в Брянской области, вблизи границы России с Беларуссией и Украиной (район Унеча). Нефтепровод пройдет вдоль границ России с Беларуссией, Латвией и Эстонией до порта Усть-Луга (Ленинградская область) на Финском заливе; стоимость строительства нефтепровода – 3,8 млрд. долл. США, стоимость нефтеналивного терминала в Усть-Луге – 27 млрд. долл. (12,6 млрд. долл. – госинвестиции, 14,7 млрд. долл. – частные, в том числе иностранные инвестиции). Интересы России при реализации проекта заключаются в расширении экспортных возможностей, ограничении транзита российской и каспийской нефти через страны Восточной Европы, усилении позиции России на рынке Северо-Западной Европы, где в перспективе ожидается сокращение поставок нефти из месторождений Северного моря.

- Строительство нефтепровода Харьяга – Индига (рис. 2) с протяженностью линейной части 430 км, пропускной способностью не менее 12 млн. т/год. Новая система существенно увеличит экспортные возможности России на северо-западном направлении, стимулирует освоение месторождений Тимано-Печорской НПП. Объем инвестиций составляет 2,6 млрд. долл. США.

Юго-Западное направление

- Строительство нефтепровода Бургас – Александруполис (рис. 3) (протяженность 285 км, пропускная способность 35 млн. т/год с возможностью увеличения до 50 млн. т/год). Предполагается, что нефть из Новороссийска танкерами будет доставляться в болгарский порт Бургас, перекачиваться в греческий глубоководный порт Александруполис и далее также танкерами транспортироваться к месту конечной доставки – Западная Европа (Трир, Генуя,

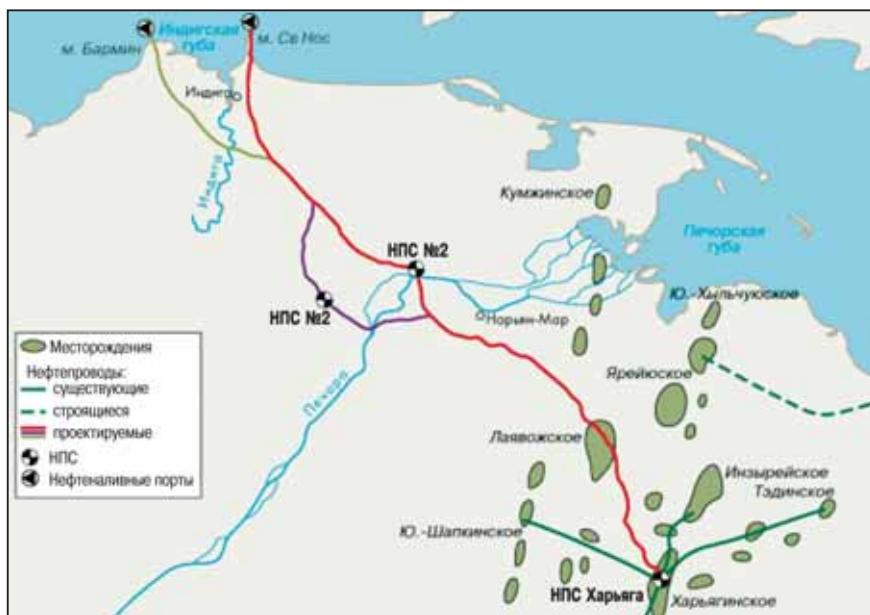


Рис. 2. Нефтепровод Харьяга – Индига (по данным ОАО «АК «Транснефть»)



Рис. 3. Нефтепровод Бургас – Александруполис (источник АК «Транснефть»)

Марсель), США. Собственником нефтепровода является международная проектная компания (доля России в ней составляет 51 % и закреплена за ООО «Трубопроводный консорциум «Бургас – Александруполис», участниками которого являются «Транснефть», «Роснефть» и «Газпром нефть»); инвестиции – 1,6 млрд. евро.

- Повышение технологической надежности и экологической эффективности нефтеналивных терминалов в Новороссийске и Туапсе.

- Увеличение пропускной способности системы Каспийского трубопроводного консорциума до 67 млн. т/год.

- Нарращивание пропускной способности нефтепровода Атырау – Самара для увеличения транзита казахстанской и туркменистанской нефти.

Тихоокеанское направление

- Завершение строительства нефтепровода Тайшет – Сковородино – первой очереди нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан (ВСТО). Протяженность 2757 км, мощность 30 млн. т в год. Строительство отвода Сковородино – граница КНР протя-

женностью 67 км, начальной пропускной способностью 15 млн. т/год (2010 г.). На 2013-2014 гг. – строительство второй очереди ВСТО по маршруту Сковородино – бухта Козьмино протяженностью 2013 км и пропускной способностью 80 млн. т/год. Стоимость первой очереди ВСТО составит 17 млрд. долл., стоимость отклонения на Китай – 600 млн. долл. США. Нефтепроводная система ВСТО строится для обеспечения транспорта российской нефти на перспективный рынок АТР. 28 октября 2008 г. Россия и КНР подписали меморандум о взаимопонимании по сотрудничеству в нефтяной сфере, а АК «Транснефть» и китайская компания CNPC – соглашение о принципах строительства и эксплуатации нефтепровода Сковородино – граница КНР.

- Подключение месторождений Восточной Сибири и Республики Саха (Лено-Тунгусская НП) к ВСТО. Первоочередными нефтепроводными проектами должны стать: Юрубчено-Тохомская зона нефтегазоаккумуляции (ЮТЗ) – Пойма, Талакан-Вехне-чонская зона нефтегазоаккумуляции (ТВЗ) – ВСТО. В октябре 2008 г. к ВСТО было подключено крупнейшее в Республике Саха Талаканское месторождение, начаты поставки в реверсном режиме по маршруту Талаканское – Тайшет.

- Завершение строительства нефтегазотранспортной системы в рамках проекта «Сахалин-2» (рис. 4), включая нефтепровод Южный Сахалин – Северный Сахалин протяженностью 800 км и спецтерминал на юге острова в районе Корсакова.

- Повышение технологической эффективности и экологической надежности нефтяного терминала Де-Кастри (Хабаровский край).

Приоритетными проектами по транспорту нефтепродуктов являются:

- вывод на проектную мощность нефтепродуктопровода «Север»: Кстово – Ярославль – Кириши – Приморск и запуск терминала «Приморск», пропускная способность нефтепродуктопровода и мощность терминала составляют 24,6 млн. т/год;

- строительство нефтепродуктопровода Андреевка – Уфа – Субханкулово – Альметьевск – Кстово, его интеграция в единую инфраструктуру экспортного магистрального нефтепродуктопровода «Север»;

- строительство нефтепродуктопровода «Юг»: Сызрань – Саратов – Волгоград – Новороссийск (пропускная способность 10 млн. т/год);

- увеличение пропускной способности и реконструкция нефтепродуктопровода Никольское – Стальной Конь – западная граница России (Тамбов – Орел – Унеча).

Крупной стратегической задачей для обеспечения ресурсной безопасности страны, повышения технологической и экономической эффективности нефтегазового комплекса в целом должно стать развитие системы трубопроводного транспорта нефтяного газа, его отдельных компонентов (в том числе этана, широкой фракции легких углеводородов и др.), а также продуктов глубокой переработки (этилена и др.) для поставки

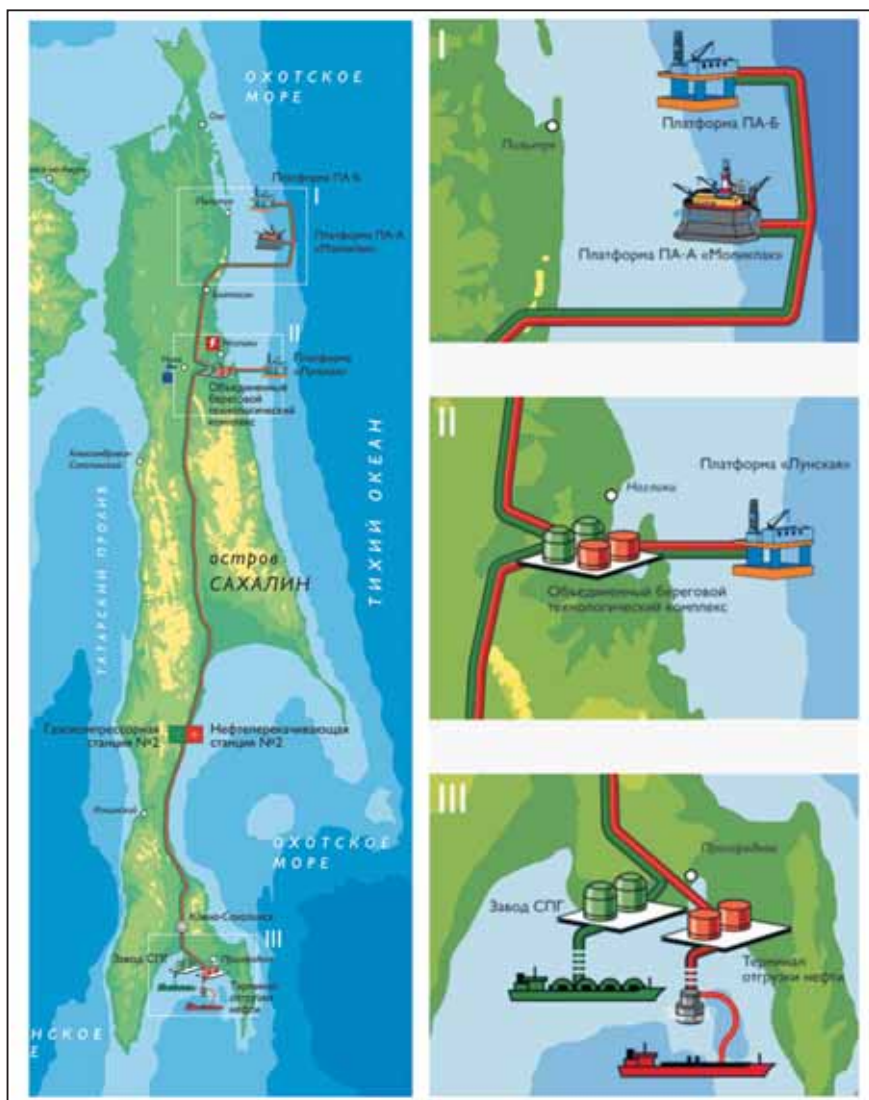


Рис. 4. Проект «Сахалин-2» (источник Sakhalin Energy)

на нефте- и газоперерабатывающие, нефте- и газохимические предприятия.

В Западной Сибири и Европейской части страны необходимо завершить формирование трубопроводных систем от существующих и вновь вводимых месторождений до действующих нефте- и газоперерабатывающих и нефтехимических предприятий, входящих в структуру ОАО «Газпром» (АК «СИБУР» и вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), на основе географической близости и технологической эффективности вне зависимости от их корпоративной принадлежности.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке целесообразно создание единого нефтегазового комплекса, включающего системы добычи, переработки, химии, транспорта и хранения нефти, нефтепродуктов, продуктов нефте- и газохимии, включая гелий.

Для усиления государственного контроля и оптимизации деятельности государственных естественных монополий в области транспорта нефти и нефтепродуктов было принято решение о слиянии компаний «Транснефть» и «Транснефтепродукт». С целью повышения эффективности государственного регулирования нефтяного комплекса предусматривается сохранение государственного контроля деятельности существующих транспортных трубопроводных систем страны (нефтяной и нефтепродуктовой) как естественных монополий.

Реализация указанных проектов развития трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и нефтяного газа обуслови-

вает существенный рост объемов необходимых инвестиций, источниками которых будут:

- собственные средства ОАО «АК «Транснефть» и ОАО «Газпром», в том числе полученные за счет введения инвестиционных тарифов на наиболее загруженных направлениях существующей нефтепроводной системы;
- собственные средства ВИНК, заинтересованных в реализации конкретных инфраструктурных проектов, в том числе в рамках специализированных консорциумов;
- средства инвестиционных и финансовых структур, привлеченные на условиях проектного финансирования;
- долгосрочные кредиты российских, иностранных и международных государственных и неправительственных организаций;
- прямое финансирование Правительством РФ.

Регулируемые государством тарифы на транспорт нефти, нефтепродуктов и газа должны учитывать как фактор обеспечения конкурентоспособности, так и необходимость формирования финансовых ресурсов, позволяющих осуществлять эффективную инвестиционную деятельность.

С целью снижения зависимости страны от тарифной политики транзитных государств, создания новых и развития существующих экспортных направлений, увеличения транзита нефти и газа стран СНГ через территорию России и снижения транспортных издержек российских компаний целесообразно осуществлять государственную поддержку минующих территорию транзитных государств экспортно-ориентированных проектов.

Список литературы

1. **Состояние и перспективы европейского направления поставок нефти и нефтепродуктов в Россию и СНГ/Н.И. Воронин, А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, Л.В. Эдер//Транспортная стратегия России: Материалы науч.-практич. конф. (г. Новосибирск, 12-13 мая 2003 г.). – Новосибирск: Изд-во Адм. Новосибирской обл., 2003. – С. 207-236.**
2. **Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Современное состояние и перспективы развития транспортной инфраструктуры для поставок нефти и газа из России в АТР//Транспортная стратегия России: Материалы науч.-практич. конф. (г. Новосибирск, 12-13 мая 2003 г.). – Новосибирск: Изд-во Адм. Новосибирской обл., 2003. – С. 368-388.**
3. **Газовая промышленность России: современное состояние, стратегия развития/А.Г. Ананенков, А.Э. Конторович, В.В. Кулешов и др.//ЭКО. – 2003. – № 12. – С. 3-19.**
4. **Генплан для Востока России/А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев, А.Н. Калмычек и др.//Нефтегазовая вертикаль. – 2004. – № 17. – С. 14-21.**
5. **Стратегии макрорегионов России: методологические подходы, приоритеты и пути реализации. Н.Л. Добрецов, А.Э. Конторович, А.Г. Коржубаев и др. – М.: Наука, 2004. – С. 305-415.**
6. **Суслов В.И., Коржубаев А.Г., Малов В.Ю. Транспорт Сибири: проблемы и перспективы//Регион: экономика и социология. – 2004. – № 3. – С. 119-137.**

Прокладка трубопроводов в подводном переходе с использованием быстроразъемного соединения

О.И. Дзарданов (Санкт-Петербургский гос. горный институт им. Г.В. Плеханова)



Underwater pipelining with use of make-and-break coupling

O.I. Dzardanov
(Saint-Petersburg State Mining Institute)

Underwater pipeline layout and its couplings are given. Advantages of the method of pipelining through epy water barrier with use of make-and-break coupling are considered.

Одним из перспективных методов строительства переходов через естественные и искусственные препятствия является бестраншейная прокладка магистральных трубопроводов. Прокладка через водные преграды с применением быстроразъемного соединения позволяет существенно повысить надежность трубопровода, снизить расходы на проведение восстановительных и ремонтных работ.

При бестраншейной технологии прокладки трубопровода в футляре под дном реки особый интерес представляет использование быстроразъемного соединения (рис. 1). Преимуществом этого способа является строительство трубопровода при его подземной прокладке в подводном переходе с наименьшими материальными, трудовыми и временными затратами.

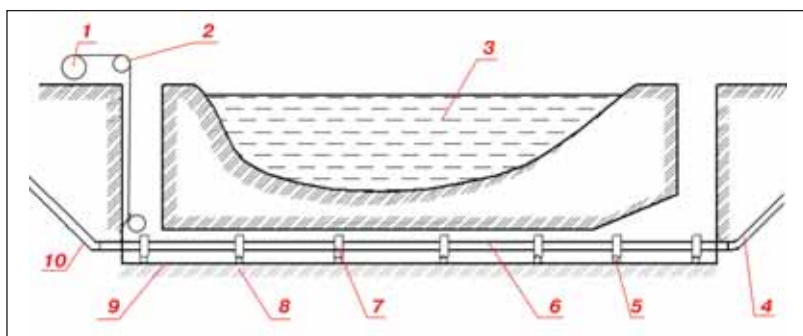


Рис. 1. Схема подводного перехода:

1 – лебедка; 2 – отклоняющий блок; 3 – водная преграда; 4, 10 – переходные участки трубопровода; 5 – катки; 6 – рабочий трубопровод; 7 – быстроразъемное соединение; 8 – грунт; 9 – футляр

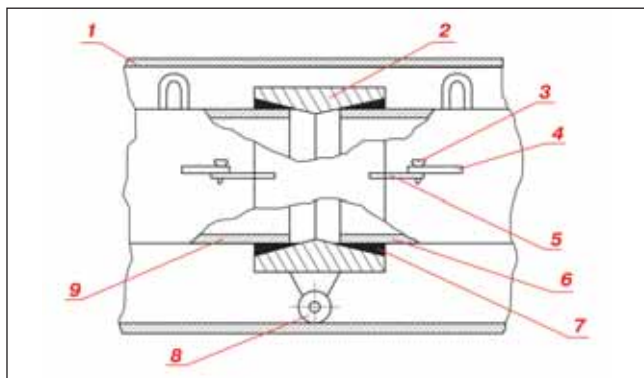


Рис. 2. Способ соединения подводного перехода трубопровода:

1 – футляр; 2 – корпус быстроразъемного соединения; 3 – клин; 4, 5 – проушина соответственно в трубе и в быстроразъемном соединении; 6 – присоединяемая труба; 7 – кольцевая прокладка; 8 – ходовая опора соединения; 9 – конец трубопровода

При прокладке подводного перехода трубопровода, размещенного в футляре, участок трубопровода выполняют горизонтальным и формируют из труб стандартной длины. Трубы соединяют устойчивыми быстроразъемными соединениями. Каждое устройство оснащают ходовыми катками, опирающимися на внутреннюю поверхность футляра. Внутренние поверхности быстроразъемного соединения со стороны каждой трубы выполняют коническими, а на взаимодействующие с ними концы труб устанавливают кольцевые прокладки из упругого материала с обратной конусностью. По бокам каждой трубы и соединителя закрепляют пластины с продольными прорезями, в которые забивается клин, прочно соединяющий трубу с соединителем (рис. 2). Герметизация стыков труб обеспечивается за счет их надвига на разделяющее соединительное устройство, деформации упругих кольцевых прокладок и забивания клиньев в щелевые отверстия пластин.

При разборке от подземного участка трубопровода отсоединяют примыкающие к нему переходные участки, а трубу подземного участка трубопровода вместе с закрепленным на ней устройством поднимают на поверхность с помощью тягового каната и грузоподъемного средства. С помощью последнего сдвигают оставшуюся часть трубопровода в том же направлении, в сторону колодца на длину одной трубы. Затем отсоединяют очередную трубу, поднимают ее на поверхность и так до подъема последней трубы. После замены или восстановления всех поднятых на поверхность труб последнюю из них снова опускают в колодец и соединяют с тяговым канатом. Концы восстановленного горизонтального участка трубопровода соединяют с переходными участками трубопровода.

Таким образом, применение быстроразъемного соединения позволяет снизить трудозатраты на монтажные и демонтажные работы, уменьшить усилия для протаскивания трубопровода в футляре, сохранить изоляционное покрытие труб.

DataCenter – вектор развития геоинформационных систем «ТНК-ВР»

В.А. Костров
(ООО «ТННЦ»)

DataCenter – TNK-BP geoinformation systems development vector

V.A. Kostrov
(TNNC LLC)

В настоящее время в России осуществляется внедрение корпоративных геоинформационных систем (ГИС) в практику проектирования и управления разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Наиболее прогрессивным представляется применение систем, позволяющих оперировать геологической и технологической информацией во всем ее объеме (3D системы) и с учетом изменений во времени (4D системы).

В практику комплексного управления нефтяными компаниями входит создание групп, состоящих из представителей разных направлений: геофизиков, геологов, инженеров-нефтяников, инженеров по обслуживанию объектов и коммуникаций, юристов, экологов и спасателей. Эффективность деятельности таких групп значительно повышается за счет использования ими общих баз данных, особенно при создании многослойных комплексных тематических карт, включающих информацию о пространственном расположении ключевых объектов производственной деятельности и работе с ними. Хотя по старой традиции некоторые из таких групп порой мало осведомлены о работе других групп, все они имеют дело с одним и тем же «пространственным» подходом к данным, основанным на географическом положении объектов обустройства месторождения. Таким образом, ГИС технология, которая изначально использует географическое положение в качестве основного критерия в привязке данных и связанных с ними описательных атрибутов, наилучшим образом соответствует таким потребностям, способствует координации действий всех подразделений и групп специалистов, занимающихся решением разнообразных задач, связанных с конкретной территорией.

Применение ГИС технологий в компаниях, работающих с пространственными данными, обусловлено необходимостью эффективного управления пространственными данными на корпоративном уровне. Под управлением подразумевается возможность поиска, хранения, анализа многофакторной информации, поступающей из различных источников, с принятием решений по результатам анализа.

Основная сложность реализации проектов в области корпоративных ГИС, когда требуются существенные усилия по интеграции данных и приложений, заключается не только в выборе и применении конкретных технологий, но и в организации процесса принятия соответствующих стандартов и согласования архитектур информационных технологий для различных бизнес-единиц (БЕ) или структурных подразделений. С целью реализации подобных проектов необходимо полное понимание проблемы, ее требований и ограничений, а также применение лучших технологических методов.

В компании «ТНК-ВР» на базе Тюменского нефтяного научно-центра ведутся работы по развитию сервиса «Корпоративный

Presents main characteristics of corporate information projects that are successfully realized. Examines three initiatives which, if supported, would ensure creation of corporate DataCenter. Reviews the structure of DataCenter and its implementation advantages.

Центр пространственных данных «ТНК-ВР» (далее DataCenter). Создание и ведение единого корпоративного центра вызваны необходимостью предоставления сервисными службами корпорации качественных услуг менеджменту корпорации для принятия высокоэффективных управленческих решений. При этом важно понимать, что новый уровень таких услуг будет достигнут тогда, когда корпоративный DataCenter будет интегрирован с информационными системами БЕ и системами электронного документооборота. Получение менеджментом услуг может и должно осуществляться через системы корпоративных информационных порталов, реализованных по стандартизованному интерфейсу с учетом норм и требований корпорации. Основными характеристиками успешно реализуемых корпоративных информационных проектов являются такие отличительные признаки, которые, с одной стороны, подчеркивают целесообразность введения системы, а с другой, – формируют следующие основные требования к ней.

- *Сочетание замысла и способов реализации.* Это означает необходимость поддержания правильного баланса между бизнес-инициативой и простотой административных схем.
- *Ориентация на потребителя.* Четко сформулированный запрос от основных потребителей информации является основным параметром востребованности и дееспособности системы. Однако он должен основываться на простоте подготовки информации, так как сервисные службы могут обеспечить необходимый уровень подготовки данных только при наличии жесткого регламента и простых механизмов подготовки данных.
- *Сочетание числа и комплексности услуг.* Детальность подготовки информации не должна зависеть от требований к объему информации, и наоборот стремление предоставить как

можно больше информации не должно снижать степень детальности предоставляемой информации.

• *Порталы как единые центры доступа.*

При существовании мощных распределенных производств корпоративное управление должно базироваться на универсальных источниках информации, т.е. точка доступа в Москве не должна отличаться от точки доступа в Тюмени, Оренбурге или Нижневартовске.

Создание корпоративного DataCenter прежде всего обеспечивает поддержание трех инициатив, которые помогают развивать бизнес-процессы.

1. *Публикация (распространение) информации.* Требуется разработка системных приложений, которые облегчают подготовку данных и обеспечивают регулируемый доступ к необходимой информации. Эта бизнес инициатива подразумевает пассивную роль самого DataCenter.

2. *Электронные формы и интерактивное взаимодействие.* DataCenter предполагает активное взаимодействие с пользователями, позволяет формировать запросы и получать ответы в электронной форме, включая документы. Требуется разработка приложений, обеспечивающих такой режим эксплуатации DataCenter, который позволяет пользователям самим создавать наборы и обеспечивать полноту получаемой информации.

3. *Транзакции.* Подразумевается не просто активное взаимодействие пользователя с DataCenter, а взаимодействие пользователя с сервисными подразделениями для оформления заказа на специфическую информацию, более детальную или более специальную. Требуется разработка приложений, учитывающих заявки и отслеживающих их прохождение в DataCenter от начала до конца.

На предприятиях компании «ТНК-ВР» накоплен значительный объем тематических данных, представленных в неоцифрованном виде (отчетов, карт, планшетов и др.) или в различных цифровых форматах. Из неоцифрованных данных в лучшем случае составляют каталоги по принципу библиографических каталогов. Информация не структурирована и часто объединена по наборам несопоставимых критериев (например, отчет по результатам геологической съемки на лист XXX содержит картографические материалы, разрезы, схемы, различные аналитические данные, оставаясь одной «неделимой» единицей хранения информации). Необходимо создание единой системы баз метаданных фондовых, архивных и других материалов, объединенных по критериям единой системы пространственной привязки.

Система баз метаданных должна удовлетворять следующему общему условию поиска: найти все документы, первичные геологические материалы и/или данные по наличию каменного материала на запрашиваемую территорию (по координатам или географическому названию). База метаданных обеспечивает выполнение условия создания электронных геологических фондов. Одновременно предполагается создание единой электронной системы документооборота, т.е. без остановки процесса традиционной подготовки документации должен обеспечивать синхронный ее перевод в электронную форму (например, сканирование).

Основная проблема, связанная с оцифрованными данными, заключается в разнообразии их структур и форматов. Эти данные часто не могут быть непосредственно прочитаны целевой

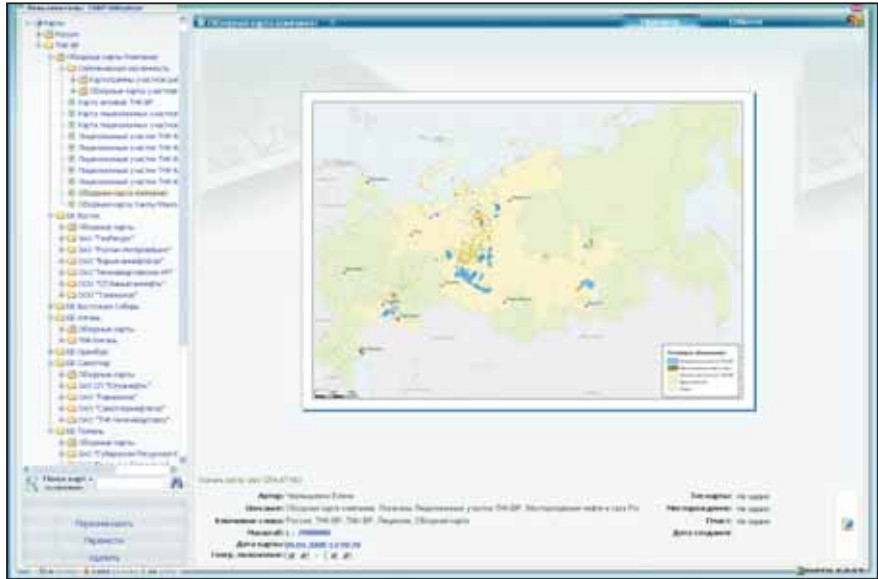


Рис. 1. Библиотека карт

ГИС, кроме того, требуются различные дополнительные преобразования данных при их импорте в централизованное хранилище. Оптимальным способом решения этих проблем является использование набора специально разработанных (адаптированных) инструментов импорта или ввода данных, приспособленных для функционирования в единой геоинформационной среде предприятия.

Поскольку перевод десятков тысяч единиц хранения неструктурированных архивных и фондовых материалов – это длительный и чрезвычайно трудоемкий процесс, на первом этапе выполнена работа по размещению этих материалов в электронные каталоги с созданием соответствующих баз метаданных.

В компании создана и успешно функционирует библиотека карт (рис. 1). Каталог картографических материалов представляет собой упорядоченный набор карт и папок с данными, которые разделены на категории по географическому расположению, БЕ, месторождениям и др. Данные постоянно пополняются и обновляются. В настоящее время в библиотеке более 1300 единиц хранения. Максимально зафиксированное число посещений за день – 155. При выгрузке данных пользователь получает статическую копию данных с сервера на момент их скачивания.

Все метаданные взаимно увязываются по координатному признаку. Другими словами, во избежание усложнения системы взаимной увязки разнородных данных, в том числе на уровне баз метаданных различного профиля, предполагается создание единой цифровой топографической основы, включающей все необходимые масштабные ряды (от 1:1000000 до 1:200) и содержащей описания и коды всех географических объектов. Последние могли бы использоваться в качестве критериев запроса по географии. Запрос по географическим объектам автоматически транслируется в пространственный, который служит универсальным средством индексации любых данных, имеющих пространственную привязку.

Тематическая карта (рис. 2) вносится в электронный каталог с обязательным указанием координат покрытия. При этом метазапись о данной единице хранения содержит только информацию, касающуюся тематической нагрузки. Поиск данной карты с помощью общегеографических критериев осуществляется через промежуточный запрос топографической основы, локализации координатного пространства поиска и последующего поиска через указанные координаты.

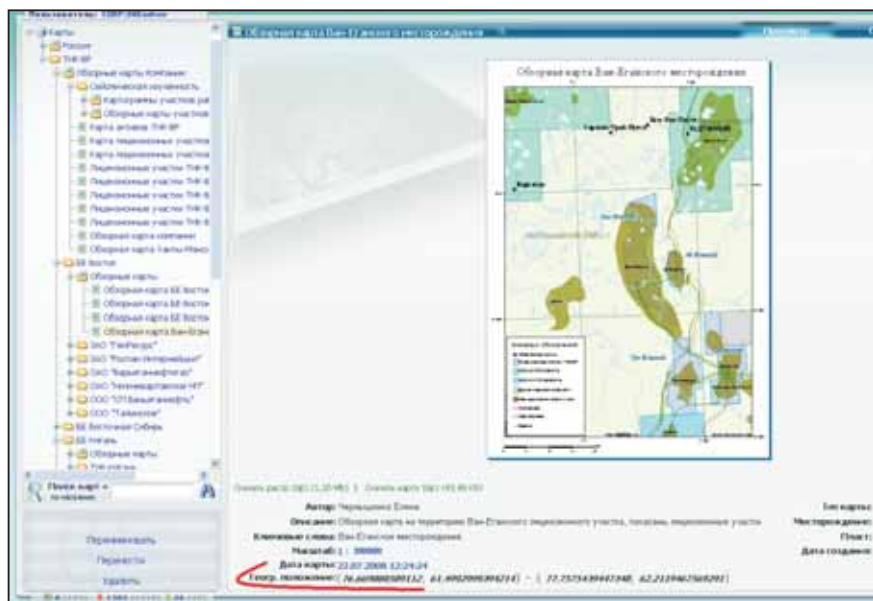


Рис. 2. Тематическая карта

Все базы метаданных соответствуют стандартам ISO 19115, ISO 23950, при этом ведется разработка непротиворечивого корпоративного стандарта описания.

Библиотека карт как составная часть DataCenter решает следующие задачи:

- обеспечивает хранение готовых электронных карт в том же едином централизованном хранилище, в котором хранятся исходные данные;
- регламентирует процесс создания электронной карты, в том числе «навязывая» пользователям единый стиль оформления карт, включая единую систему классификации, символов, шаблонов оформления и др.;
- упрощает каталогизацию имеющихся карт и доступ пользователей к ним, в том числе с учетом различных прав доступа.

Данный бизнес-процесс объединяет функциональную область обработки запросов, взаимодействия запросов с базой данных и выдачи данных через портал конечному пользователю. Для упрощения доступа к публикуемым данным в компании «ТНК-ВР» предусмотрено максимальное использование WEB-интерфейсов, включая доступ к базам фактографических и картографических данных в табличном, текстовом видах, а также с помощью Интернет/Интранет картографии.

Создание корпоративного DataCenter – это создание структуры пространственных данных, организация регламента их обработки и хранения. В нашем случае единая структура данных должна удовлетворять требованиям разных служб и подразделений, а также согласовываться с косвенными данными специализированных информационных подсистем, в том числе юридических, налоговых, финансовых. Использование одного или нескольких конфигурационных файлов, составляющих основу интеграции разрозненных компонентов в единую систему хранения, позволит упростить администрирование системы и ее дальнейшую модификацию при сохранении целостности всего DataCenter. Конфигурационный файл (или файлы) содержат следующую информацию:

- структуру единого централизованного хранилища геопространственных данных – описание всех топографических, геологических и тематических слоев и связанных с ними таблиц;
- набор справочников (доменов), ограничений на диапазон значений атрибутов и топологию объектов в базе геоданных;

- способы отображения топографических и тематических данных на карте;
- информацию, необходимую для работы компонентов DataCenter.

Технология и базовые программные продукты корпоративной системы «ТНК-ВР» выбраны и определены в качестве стандарта. Для осуществления постепенного функционального развития корпоративной системы используются имеющийся задел и технологический опыт, накопленный в подразделениях корпорации.

Технология ArcGIS с организацией базы данных на основе ArcSDE обеспечивает эффективное хранение больших объемов пространственных данных, организацию удаленного доступа к централизованному или распределенному хранилищу данных в режиме клиент – сервер, набор клиентских приложений различной функциональности, удобный настраиваемый интерфейс пользователя, возможность создания специализированных приложений. Поскольку

продукты построены на основе единого набора программных компонентов ArcObjects (технология COM), пользователь имеет неограниченные возможности расширения функций базовых продуктов и интеграции различных приложений с технологией ArcGIS. Необходимо использовать преимущество программного обеспечения (ПО) ESRI – масштабируемость. Создание корпоративных систем в «ТНК-ВР» началось с небольших ГИС, на примере которых пользователи приходят к пониманию возможностей ГИС и того, как наиболее эффективно реализовать более крупную систему. Масштабируемость ценна не только для развития больших систем, но и для повышения производительности небольшой автономной ГИС при росте объемов данных без необходимости создания новой системы с нуля. Все программные продукты ПО ESRI используют общие форматы данных, могут непосредственно взаимодействовать между собой и дополнять друг друга в программных комплексах. Таким образом, ArcGIS – наиболее удобная на сегодня среда для построения корпоративных ГИС. В компании «ТНК-ВР» используется промышленная СУБД – Oracle, которая в полной мере совместима с основной ГИС-составляющей DataCenter – SDE.

В основе DataCenter лежит базовый сервер пространственной информации, который на основе технологии ArcSDE выполняет функции основного хранилища и верификатора корпоративной базы данных (рис. 3). Его функционирование обеспечивают транзакции с спутниковыми серверами БД, реализованные на технологии взаимодействия (interoperability). Каждый сервер БД на первом этапе использует привычную для данной БД технологию подготовки и хранения данных с постепенным переходом на корпоративную технологию. Созданные, обработанные и верифицированные данные транзакционно поступают на центральный сервер, проходят дополнительную верификацию и поступают на хранение в единую базу данных корпорации. Транзакции происходят сценарно по утвержденному регламенту. Такая структура DataCenter позволяет решить основную задачу – создание единой корпоративной унифицированной среды управления информацией с универсальными доступом и интерфейсом. Единый центральный сервер на базе единых шаблонов и справочников может обеспечить централизацию электронного документооборота в компании.



Рис. 3. Базовый сервер пространственных данных

Полномасштабное внедрение в компании DataCenter имеет следующие преимущества:

- уменьшается время принятия оперативных управленческих решений;

- облегчается поиск разнородной информации;
- за счет объединения информационных ресурсов податели заявок будут обладать всей полнотой информации в соответствии с доступом;
- упорядочивается процесс выполнения заявок на публикации;
- при необходимости (в случае разрешения наиболее спорных, сложных вопросов) возможно обращение к соответствующим архивным базам данных;
- исчезает существующее многообразие вариантов хранения данных;
- устраняются ошибки, связанные с особенностями передачи информации;
- появляется возможность во всех рабочих процессах использовать единую точную и согласованную информацию.

Подобный подход к построению геоинформационной системы компании применим к любым другим отраслям.

НОВАЯ КНИГА

Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН – М.: Издательство «Нефтяное хозяйство», 2007. – 688 с.

В книге рассмотрены актуальные проблемы разработки нефтяных и газовых месторождений горизонтальными (ГС), наклонно направленными, многоствольными и пологими скважинами со сверхдальним отклонением как в России, так и за рубежом. При подготовке книги использованы материалы проводимой в течение 10 лет в г. Ижевске Международной конференции по разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами, а также публикации отраслевых изданий.

В книге рассмотрены вопросы проектирования и применения новых технологий при разработке нефтяных и газовых месторождений горизонтальными скважинами. Обоснован выбор проектной конструкции скважины и ее профиля, дана характеристика стационарных и мобильных буровых установок, применяемых при бурении ГС.

Приводятся результаты бурения скважин с различными пространственными траекториями. Рассмотрены конструкции скважин, долота, бурголовки, забойные двигатели, компоновки низа буровой колонны, параметры режима бурения и применяемые буровые растворы для ГС и БГС. Описаны специальный инструмент и технологии бурения БГС. Особое внимание уделено созданию и применению различных телеметрических систем и специального оборудования для подземной навигации и контроля параметров пространственной траектории скважин. Рассмотрены результаты геофизических исследований ГС и БГС. Отдельная глава книги посвящена пологим и горизонтальным скважинам со сверхдальним отклонением.

В книге показано, что применение ГС и БГС позволяет: а) существенно повысить рентабельность капитальных вложений добывающих предприятий; б) значительно увеличить период «незаводненной» эксплуатации, снизить депрессию на пласт; в) сократить простаивающий фонд скважин, ввести в эффективную промышленную эксплуатацию забалансовые запасы; г) осуществлять экологически безопасное и низкочастотное освоение шельфовых месторождений; д) проводить разведку и эксплуатацию месторождений в природоохранных зонах; е) не допустить «проедания» ранее разведанных запасов; ж) ввести в эффективную промышленную эксплуатацию трудноизвлекаемые запасы.

Отечественная и мировая практика показала, что применение рассматриваемых технологий позволяет увеличить дебиты скважин в 3 – 8 раз и вывести простаивающий фонд скважин, который только в России насчитывает десятки тысяч единиц, на рентабельный уровень добычи.

Книга предназначена для специалистов нефтегазовой отрасли, инженерно-технических работников буровых, геологических и геофизических предприятий нефтяной и газовой промышленности, студентов и аспирантов вузов нефтегазового профиля.

По вопросам приобретения книги обращайтесь в Издательство «Нефтяное хозяйство» к О.В. Вартаковой: Тел.: (495) 730-07-17; 730-22-81, факс (495) 620-96-10 E-mail: vartanova@oil-industry.ru



Информация о книге и форма заявки на ее приобретение приведены на сайте издательства: <http://www.oil-industry.ru>

Обеспечение экологической безопасности предприятий нефтегазодобывающей отрасли

Х.Н. Музипов, Б.А. Ерка,
Е.Г. Илларионова (ООО «ТННЦ»),
Ю.В. Иванова (Тюменская гос. академия
мировой экономики, управления и права)

Ensuring environmental safety in oil and gas producing industry

Kh.N. Muzipov, B.A. Yerka, E.G. Illarionova (TNNC LLC),
Yu.V. Ivanova (Tyumen State Academy of World Economy,
Management, and Law)

TNNC developed design solutions to reduce technogenic load and eliminate consequences of excessive impact on ecosystems. Here two groups are examined that influence the environment during field development. Four categories are selected to describe the ecological state of an oil and gas producing company's operation area.

В настоящее время обеспечение экологической безопасности может рассматриваться в нескольких аспектах: как актуальное направление деятельности государства и общества, как вид экологического управления состоянием защищенности объектов безопасности; как один из принципов охраны окружающей среды при восстановлении нарушенных свойств природных объектов; как деятельность, имеющая целью защиту конституционных прав граждан на благоприятную окружающую среду и заключающаяся в разработке и применении комплекса мер правового, организационного, эколого-экономического, научно-технического, материального, инженерного, воспитательного и иного характера, направленных на нейтрализацию угроз со стороны загрязненных природных объектов.

В современном мире проблема обеспечения экологической безопасности основывается прежде всего на осознании взаимозависимости деятельности предприятия и состояния окружающей среды. С целью обеспечения экологической безопасности в России принят ряд законов [1–4]. Однако в законодательстве нет четкого подхода к вопросу об объектах и субъектах экологической безопасности. Так, согласно закону РФ «О безопасности» к объектам экологической безопасности относятся личность, общество и государство. В то же время федеральный закон «Об охране окружающей среды», впервые на федеральном уровне закрепивший понятие «экологическая безопасность» («состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий» (ст. 1), среди объектов указывает природную среду и интересы человека, т.е. интересы общества и государства отсутствуют.

Объективной предпосылкой осуществления деятельности по обеспечению состояния защищенности жизненно важных интересов личности, общества и государства, т.е. экологической безопасности, является возникновение источников опасности [5]. Реальным источником опасности является предприятие, осуществляющее вид деятельности, способный привести к возникновению факторов опасности. Появление взаимосвязей между опасностью, негативно воздействующими факторами опасности и жизненно важными интересами предприятия свидетельствует о переходе постоянно существующей ситуации в новое состояние, которое характеризуется возможностью негативного воздействия факторов на конкретное предприятие. Категория «опасность» переходит в категорию «угроза». На наш взгляд, принципиальной особенностью деятельности по обеспечению экологической безопасности является необходи-

мость оценки экологического риска и управления им. Теория экологического риска является основой Концепции экологической безопасности, разработка которой началась после принятия закона РФ 1991 г. «Об охране окружающей среды» и продолжается до настоящего времени.

Одними из основных загрязнителей окружающей среды выступают нефтедобывающие предприятия, воздействующие на все природные объекты. При этом изменения состояния последних могут быть как локальными, так и распространяться за границы лицензионного участка, носить обратимый и необратимый характер, что приводит к невозможности использования этих объектов по назначению. Уже на стадии поисковых и разведочных буровых работ воздействие на окружающую среду, хотя и пунктуационное, но массивное и часто необратимое, приводит к загрязнению почв, грунтов, подземных и поверхностных вод, прямым и косвенным изменениям многих элементов геологической среды (гидродинамики подземных вод, суффозии горных пород, карстообразованию, нарушению ландшафта и др.) [6].

Постановлением Госгортехнадзора России № 30 от 10.07.01 г. утверждены Методические рекомендации по проведению анализа риска опасных производственных объектов, согласно п. 4.4.3 которых степень риска аварий должна отражать состояние промышленной безопасности с учетом показателей риска всех нежелательных событий, которые могут произойти на опасном производственном объекте [7].

Разработка проектных решений ООО «Тюменский нефтяной научный центр» направлена на снижение антропогенной нагрузки и устранение последствий чрезмерного воздействия на экосистемы, предупреждение сверхнормативного загрязнения окружающей среды, сохранение биологического и ландшафтного разнообразия, сохранение нормальных условий жизнедеятельности населения. Оценка возможного воздействия на окружающую среду при реализации проектных реше-

ний учитывает стадии проведения работ (строительство, консервация, ликвидация) и выполнена по компонентному принципу (атмосферный воздух, поверхностные и подземные воды, земельные ресурсы, растительный и животный мир), что в наибольшей степени отвечает поставленным целям.

В разделе «Охрана недр и окружающей среды» проектных документов дана оценка степени техногенной нагрузки и экологического риска при разработке месторождений, на основе которой рекомендуются мероприятия по различным направлениям охраны окружающей среды для последующих стадий разработки проектной документации, обустройства и эксплуатации месторождений. При выработке решений учитываются нормативы качества окружающей среды, прогнозируемое воздействие на окружающую среду при планируемых сбросах, выбросах и отходах производства, а также существующая система ограничений на природопользование.

Воздействия в период эксплуатации можно разделить на две группы: 1) воздействия на окружающую среду, спрогнозированные в проекте и зависящие от качества строительства и применяемых строительных технологий, конструкций и материалов; 2) случайные воздействия, возникающие вследствие неспрогнозированных событий, таких как природные катастрофы, аварии и др. Таким образом, безопасность современного нефтедобывающего предприятия во многом определяется эксплуатационной надежностью нефтепромысловых объектов.

Анализ процессов нефтедобычи показывает, что при эксплуатации месторождения воздействие на природную среду может происходить вследствие осложнений и нарушений технологических режимов при бурении, эксплуатации и ремонте скважин, продувке и разрядке технологического оборудования, нарушении герметичности объектов и коммуникаций системы сбора и подготовки нефти и газа. В результате происходят несанкционированные сбросы и выбросы нефти и газа. При аварийном разрыве трубы отмечаются следующие опасные воздействия: воздушная ударная волна при преобразовании энергии сжатого газа; разлет осколков и фрагментов разорвавшегося участка трубы; термическое воздействие пожара при возгорании выброса газа и пролитой нефти; токсические нагрузки. Основные виды аварий с тяжкими последствиями для окружающей среды – это пожары, взрывы и открытые газонефтяные фонтаны, на которые приходится в среднем 68 % общего числа аварий.

В условиях высокой аварийности промышленно-хозяйственной и других видов деятельности одним из важнейших вопросов становится разработка методов экономической оценки вреда от загрязнения, засорения, истощения, порчи, уничтожения природных объектов. Интерес предприятий к этой проблеме объясняется прежде всего стремлением обезопасить себя от непредвиденных расходов, возникающих вследствие причинения убытков собственникам и пользователям природных ресурсов, изымаемых или уничтожаемых в процессе хозяйственной деятельности, а также в связи с обязанностями возмещения нанесенного вреда.

Для определения ущерба окружающей природной среде в результате аварийных разливов нефти из-за отказов сооружений, объектов или линейной части магистральных нефтепроводов в настоящее время применяется методика [8], которая включает расчет общего объема (массы) нефти, вылившейся при аварии из нефтепровода, и нефти, загрязнившей компоненты окружающей природной среды; площадей загрязненных нефтью земель (почв) и водных объектов; ущерба от загрязнения нефтью каждого компонента окружающей природной среды и общей суммы платы за загрязнение окружа-

щей природной среды. Ущерб, причиненный окружающей природной среде нефтедобывающим предприятием, в общем случае можно разделить на два основных вида: 1) кратковременный, обусловленный выбросами и сбросами загрязняющих веществ; 2) долговременный, вызванный аварийными ситуациями, а также постоянными выбросами и сбросами загрязняющих веществ с превышением предельно допустимых норм.

Некоторые специалисты отмечают так называемый «ранее нанесенный экологический ущерб», выделяя в его составе ущерб реализованный (например, вследствие невозможности использования водозабора подземных пресных вод, исчезновения водных животных и др.) и ущерб потенциальный (например, вследствие загрязнения подземных пресных вод выше водозабора, которые продвигаются к водозабору; загрязнения малых водотоков, питающих реки, озера, водохранилища рыбохозяйственного назначения и др.). Ранее нанесенный экологический ущерб по обусловившим его причинам подразделяется на два типа: 1) ущерб, вызванный нарушением проектных решений строительства нефтепромысловых объектов (исключение гидроизоляции буровых и шламовых амбаров, замена специальных гидроизоляционных покрытий уплотнением грунта, уменьшение длины обсадных колонн и участков цементирования заколонного пространства, упрощение решений по сбору и отводу поверхностного стока с площадок нефтепромысловых объектов и др.); 2) ущерб, вызванный несовершенством технических, технологических решений и организации работ (нерациональный выбор источника водоснабжения; недостаточная подготовка сточных промышленных вод, используемых в системе сбора и отвода поверхностного стока с нефтепромысловых площадок; недостаточная теплоизоляция скважин в интервалах многолетнемерзлых пород и др.) [5].

Формирование пакета исходных данных, необходимых для оценки прошлого экологического ущерба, целесообразно проводить в процессе экологического аудита нефтедобывающего предприятия [9]. Можно выделить четыре состояния территории нефтедобывающего предприятия:

- очень тяжелое, характеризующееся загрязнением природных объектов в пределах и за пределами лицензионного участка, приведшим к невозможности использования их для непосредственного удовлетворения жизненно важных потребностей населения, проживающего в районе нефтедобычи (например, загрязнение пресных водоносных горизонтов и вывод из строя водозаборов хозяйственно-питьевого назначения, нарушение и загрязнение пахотных земель и пастбищ, исчезновение промысловых рыб и животных);
- тяжелое, характеризующееся загрязнением природных объектов окружающей среды в пределах и за пределами лицензионного участка, приведшим к ограниченному использованию нескольких природных объектов и угрожающим невозможностью использования хотя бы одного природного объекта в ближайшем будущем (загрязнение пресных водоносных горизонтов, продвигающееся к водозабору хозяйственно-питьевого назначения, нарушение и загрязнение пахотных земель и пастбищ на значительной площади, ухудшение видового состава промысловых рыб, сокращение численности промысловых животных);
- неудовлетворительное, характеризующееся загрязнением природных объектов в пределах лицензионного участка на значительной площади (загрязнение пресных водоносных горизонтов, нарушение и загрязнение пахотных земель и пастбищ, видовое обеднение флоры и фауны);
- удовлетворительное, характеризующееся локальным загрязнением природных объектов в пределах лицензионного

участка (загрязнение пресных водоносных горизонтов в пределах земельного отвода под отдельные сооружения, незначительное обеднение флоры и фауны).

Выводы

1. Принципиальной особенностью деятельности по обеспечению экологической безопасности является необходимость оценки и управления экологическим риском.

2. Правовым критерием допустимого экологического риска является обеспечение безопасности человека и общества.

3. Оценка экологического риска служит правовой предпосылкой применения основных правовых гарантий субъективных экологических прав, включая право на возмещение экологического вреда. Между тем в настоящее время нормативно-правовую базу оценки экологических рисков преимущественно составляют ведомственные нормативные правовые акты. Законодательными актами устанавливаются лишь требования к оформлению результатов такой оценки. Выделенным категориям экологического состояния территории нефтедобывающего предприятия будут соответствовать различные величины отношения прошлого экологического ущерба к стоимости основных фондов. При этом они могут служить показателем опасности предприятия. В настоящее время в ряде зарубежных стран предусмотрены различные правовые механизмы возмещения ранее нанесенного экологического ущерба прежним собственником предприятия. К сожалению, действующее российское законодательство до сих пор подобного механизма не предусматривает.

Список литературы

1. Закон РФ № 2446-1 от 05.03.92 г. «О безопасности» //ВСНД РФ и ВС РФ. –1992. – № 15. – Ст. 769.
2. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» //СЗ РФ. – 1997. – № 30. – Ст. 3588.
3. Федеральный закон № 7-ФЗ от 10.01.02 г. «Об охране окружающей среды» //СЗ РФ. – 2002. – №2. – Ст. 133.
4. Федеральные законы № 68-ФЗ от 21.12.94 г. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» //СЗ РФ. – 1994. – № 35. – Ст.3648; № 52-ФЗ от 30.03.99 г. «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» //СЗ РФ. – 1999. – № 14. – Ст.1650; № 96-ФЗ от 04.05.99 г. «Об охране атмосферного воздуха» //СЗ РФ. – 1999. – № 18. – Ст.2222 и др.
5. Байдаков С.Л. Правовое обеспечение охраны окружающей среды и экологической безопасности. Учебно-практическое пособие. – М.: Анкил, 2003. – С. 35.
6. Беленьков А.Ф. Геолого-разведочные работы. Основы технологии, экономики, организации и рационального природопользования. Учебное пособие– Ростов-на-Дону: Феникс; Новосибирск: Сибирское соглашение, 2006. – С.309.
7. Мисник Г.А. Правовые проблемы оценки экологического риска //Законодательство и экономика. – 2006. – № 7.
8. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах, утвержденная Минтопэнерго России 01.11.95 г.
9. Антонов В.П. Установление ответственности за ранее нанесенный экологический ущерб при проведении приватизации в России. – М.: Гарвардский институт международного развития Минприроды РФ, 1996.

г. Уфа

26-29 мая

XVII международная выставка

**ГАЗ. НЕФТЬ.
ТЕХНОЛОГИИ - 2009**

ОРГКОМИТЕТ:
Тел./факс: (347) 253 38 00, 253 14 34, 253 11 01
Сайт выставки: www.bvkepo.ru

Виктору Ивановичу Крылову – 80 лет!



8 января 2009 г. исполнилось 80 лет талантливому ученому, специалисту в области бурения скважин, доктору технических наук, профессору Виктору Ивановичу Крылову.

В.И. Крылов родился в 1929 г. в г. Гудермесе Чечено-Ингушской АССР в семье рабочего. В 1952 г. в Грозненском нефтяном институте он получил квалификацию горного инженера по разработке нефтяных и газовых месторождений. После института его направили в объединение «Татнефть», где он работал старшим инженером участка бурения, затем начальником производственно-технического отдела, в 1953 – 1958 гг. – главным инженером, а с 1958 по 1959 г. – начальником производственно-диспетчерской службы конторы бурения № 2 треста «Альметьевбурнефть».

В 1961 г. после двухлетней командировки в Народную республику Албания Виктор Иванович возглавил отдел бурения, затем лабораторию технологии бурения в ТатНИИ (ныне ТатНИПИнефть). Успешно решая проблемы бурения скважин и ликвидации возникших осложнений, в 1965 г. Виктор Иванович защитил диссертацию на соискание ученой степени кандидата технических наук.

В 1969 г. В.И. Крылов был избран по конкурсу заведующим лабораторией предупреждения поглощений и борьбы с ними Краснодарского филиала ВНИИнефти и одновременно заведующим отделом предупреждения и борьбы с осложнениями при бурении и креплении скважин. Виктор Иванович стоял у истоков создания в 1970 г. Всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРнефть), где был заместителем директора по научной работе и одновременно заведующим лабораторией средств борьбы с поглощениями при бурении. В 1980 г. он был приглашен во Всесоюзный научно-исследовательский институт комплексных топливно-энергетических проблем (ВНИИКТЭП) при Госплане СССР на должность заведующего лабораторией экономики развития буровых работ. С 1994 г. профессор В.И. Крылов совмещает научную и педагогическую деятельность, работая на кафедре бурения нефтяных и газовых скважин РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

В.И. Крылов всегда успешно решал самые насущные проблемы бурения, в первую очередь связанные с предупреждением осложнений. Он является одним из наиболее авторитетных специалистов в этой области. Ему удалось одному из первых в стране комплексно организовать работу по повышению технико-экономических показателей бурения, охватив практически все основные разделы бурения: от мероприятий по борьбе с поглощениями промывочной жидкости до рационального выбора режимных параметров работы турбобуров и долот.

Виктор Иванович – автор более 400 печатных и рукописных работ в области технологии бурения и крепления скважин, экономики и организации буровых работ, в том числе более 60 изобретений. Около 30 его работ были опубликованы в журнале «Нефтяное хозяйство».

Заслуги В.И. Крылова отмечены орденом Трудового Красного Знамени, многими медалями, дважды значком «Отличник нефтедобывающей промышленности СССР», премией им. И.М. Губкина и многими почетными званиями.

Дорогой Виктор Иванович!

Поздравляем Вас с 80-летием и желаем Вам крепкого здоровья, благополучия, творческих успехов и многих лет активной и плодотворной научной и преподавательской деятельности на благо развития отечественного бурения!

Совет пенсионеров-ветеранов войны и труда ОАО «НК «Роснефть»,
редакционная коллегия и коллектив журнала «Нефтяное хозяйство», друзья и коллеги



Эрнсту Мирсаяфовичу Юлбарисову – 70 лет!

22 января 2009 г. исполнилось 70 лет известному геологу-нефтянику, специалисту в области микробиологических методов увеличения нефтеотдачи пластов, доктору технических наук Эрнсту Мирсаяфовичу Юлбарисову.

Э.М. Юлбарисов родился в 1939 г. в д. Муллакаево Архангельского района БАССР; после окончания школы поступил на геологический факультет МГУ им. М.В. Ломоносова. На производстве прошел путь от оператора до старшего инженера центрального аппарата ПО «Башнефть».

Будучи аспирантом ВНИИгаза, Эрнст Мирсаяфович уделял большое внимание наукам биологического цикла. В 1966 – 1972 гг. под руководством профессора В.М. Сенюкова он участвовал в крупном промышленном эксперименте по опробованию микробиологических методов увеличения нефтеотдачи пластов на Арланском месторождении. Этот эксперимент проводился впервые в СССР и позволил получить значительный технико-

экономический эффект. Теоретическое обобщение данной работы легло на основу диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук, защищенной в 1976 г. в МИНХ и ГП им. И.М. Губкина.

В 1978 – 1980 гг. Э.М. Юлбарисов работал в Народной республике Ангола в качестве главного инженера – консультанта Министерства нефти.

С 1980 г. Э.М. Юлбарисов участвовал в создании лабораторий и отделов микробиологических методов увеличения нефтеотдачи в БашНИПИнефти, НПО «Союзнефтеотдача» и КогалымНИПИнефти. Впервые в мире Эрнст Мирсаяфович разработал экологически чистую биотехнологию увеличения нефтеотдачи для месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки. В 1987 – 1992 гг. он являлся координатором двух общесоюзных отраслевых комплексных научно-технических программ по применению биополимеров и поиску новых солеустойчивых штаммов микроорганизмов для увеличения нефтеотдачи пластов. По результатам проведенных исследований в 1995 г. во ВНИИнефти он защитил диссертацию на соискание ученой степени доктора технических наук. На начало 2008 г. за счет внедрения различных модификаций созданных им технологий дополнительно добыто 2 млн. т нефти.

В 1992 – 1997 гг. Э.М. Юлбарисов, будучи первым заместителем председателя Госкомгеологии Республики Башкортостан (РБ), внес большой вклад в создание государственной геологической службы республики, стал одним из авторов «Концепции государственной политики РБ в области использования природных ресурсов» (1994).

В 2002 – 2007 гг. Э.М. Юлбарисов являлся профессором кафедры разработки нефтегазовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета; с 2005 г. он – заместитель, а с 2007 г. – советник генерального директора ЗАО «Ингеохолдинг». Компания ведет поисково-разведочные работы на Рустамовском лицензионном участке на севере РБ.

Эрнст Мирсаяфович – автор 200 опубликованных работ, более 10 из них опубликованы в журнале «Нефтяное хозяйство».

Уважаемый Эрнст Мирсаяфович!

Поздравляем Вас с Юбилеем и желаем крепкого здоровья, благополучия и творческого долголетия!

Коллектив ЗАО «Ингеохолдинг»,
редакционная коллегия и коллектив редакции журнала «Нефтяное хозяйство»

О взаимодействии с Обществом инженеров-нефтяников (SPE)



Общество инженеров-нефтяников (SPE) является международным сообществом специалистов, работающих в области разведки и добычи нефти и газа. Членами сообщества являются более 80 000 инженеров, ученых, менеджеров и преподавателей. Миссией общества является распространение и обмен знаниями и технологиями в областях разведки и разработки месторождений, добычи нефти и газа с целью повышения технологического уровня отрасли в целом и повышения профессиональной компетенции специалистов в частности.

Основными активами SPE, которые доступны членам сообщества, являются электронный архив более 50000 технических статей, специализированные журналы, тематический электронный форум для членов общества, база данных консалтинговых и обучающих услуг, конференции и прикладные семинары, дистанционное обучение и короткие курсы. Все информационные ресурсы SPE доступны через web-сайт www.SPE.org.

С целью реализации стратегии развития ОАО «НК «Роснефть», направленной на достижение лидерства в области технологий, организован корпоративный доступ к электронной библиотеке SPE и обеспечено членство в этой организации значительной части сотрудников компании.

В соответствии с договоренностями между ОАО «НК «Роснефть», SPE и журналом «Нефтяное хозяйство» на страницах журнала будет освещаться деятельность SPE в России.

Секции Общества инженеров-нефтяников в России

Региональные секции:

- Московская секция (Образована в 1991 г., Москва)
- Сахалинская секция (1994 г., Сахалин)
- Нижневартовская секция (1995 г., Нижневартовск)
- Томская секция (2003 г., Томск)
- Волжская секция (2004 г., Альметьевск)
- Западносибирская секция (2004 г., Ноябрьск)
- Тюменская секция, (2008 г., Тюмень)

Студенческие секции:

- Томский политехнический университет
- РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
- Санкт-Петербургский государственный университет
- Уфимский государственный авиационный технический университет
- Иркутский государственный технический университет
- Тюменский государственный нефтегазовый университет
- Московский государственный университет
- Уфимский государственный нефтяной технический университет
- Самарский государственный технический университет
- Московский физико-технический институт (МФТИ)
- Московская государственная геологоразведочная академия
- Новосибирский государственный университет
- Альметьевский государственный нефтяной институт

Московская секция

Открывшись в 1991 г., на сегодняшний день секция насчитывает около 600 членов и за последние два года их число увеличилось. Членами Московской секции общества являются работники более 20 нефтяных и сервисных компаний, университетов и институтов. В настоящее время мы активно привлекаем и приветствуем новых членов и спонсоров.

С сентября по июнь каждого года, проводятся ежемесячные технические доклады, международные семинары по прикладным технологиям, работают группы по техническим интересам.

Для получения дополнительной информации, а также для участия в работе секции, обращайтесь на наш сайт <http://www.spe-moscow.org/>

Тюменская секция

3 декабря 2008 г. в Тюмени состоялось официальное открытие Тюменской секции SPE, которая стала 7-ой профессиональной секцией на территории России. На открытии присутствовали 67 представителей из 11 нефтегазодобывающих и сервисных компаний и Тюменского государственного нефтегазового университета. На сегодняшний день деятельность секции поддерживают более 100 человек из 13 различных компаний и институтов Тюмени.

Выражаем особую благодарность проф. М.Л. Карнаузову за доклад "Процессы вытеснения нефти в системах ППД при разработке нефтяных месторождений", а также компании Шлюмберге, которая выступила спонсором встречи.

Если Вы живете или работаете в Тюмени и хотите участвовать в работе Тюменской секции SPE, пожалуйста, обращайтесь к:

Michael Drnec: mdrnec@tyumen.oilfield.slb.com
 Андрею Коротченко: korotchenko80@mail.ru



Обращение Регионального директора общества инженеров-нефтяников (SPE) по России и Каспийскому Региону, г-на Рика Томпкинса

Для меня большая честь приветствовать всех читателей журнала «Нефтяное хозяйство» – одного из самых известных и авторитетных журналов в нефтяной промышленности. Я считаю, что сотрудничество между журналом «Нефтяное хозяйство» и Обществом инженеров-нефтяников (одним из активных участников которого является ОАО «НК «Роснефть») будет способствовать распространению и обмену технической информацией по геологоразведке, освоению и добыче углеводородных ресурсов.

Поскольку SPE пока является относительно новой организацией в России, полагаю, что будет полезно представить общую информацию об SPE и очертить возможности, предоставляемые нашим членам. SPE является организацией, управляемой ее членами. Члены общества на добровольной основе формулируют политики и программы, проводят работу по обеспечению выполнения поставленных задач и развитию новых инициатив. Большая часть данной работы проводится в рамках местных секций. В международном масштабе Совет директоров SPE является органом, определяющим политику общества. Совет в составе 27 членов, 15 из которых представляют географические регионы, отражает географическое и техническое многообразие общества. Признавая важную роль России и стран Каспийского региона, Совет директоров SPE в 2007 г. открыл дополнительный офис в Москве.

В течение последних 3 лет в Международном совете Российский регион представлял Искандер Дияшев в качестве неисполнительного директора. Благодаря его усилиям Россия и страны Каспийского региона были признаны постоянным регионом в составе SPE, имеющим полноправное представительство в Международном совете.

Теперь Россия и страны Каспийского региона могут полностью пользоваться различными программами, предоставляемыми нашим членам. Моя основная обязанность в качестве Регионального директора представлять секции, студенческие отделения и всех членов SPE региона. В этой связи я возлагаю большие надежды на сотрудничество с членами SPE в ближайшие 3 года.

Вниманию читателей журнала «Нефтяное хозяйство» мне хотелось бы представить три программы, открывающие новые возможности для членов SPE.

Новая программа стипендий

На сентябрьском заседании Совет SPE утвердил новую региональную программу стипендий, которая будет распространяться на весь Российско-Каспийский регион. На стипендию лучшим студентам университетов выделяется 5 000 долл/год, аспирантам – 10 000 долл/год, причем в программе предусмотрена возможность продления стипендии до 4 лет. Таким

образом, через 4 года после начала программы студентам и аспирантам региона будет выплачиваться до 60 000 долл. США ежегодно. Для эффективного управления этой программой был создан Комитет по региональным стипендиям, в состав которого входят представители России, Казахстана и Азербайджана. Было принято решение предоставлять две стипендии в размере 2 500 долл/год студентам и две стипендии в размере 5 000 долл/год аспирантам. Комитет предоставил формы заявок на получение стипендий студенческим секциям региона. Подать заявки на получение стипендии можно будет до 31 января 2009 г. Победители будут объявлены в марте 2009 г.

Программа региональных/международных наград

Предлагаем всем членам SPE принять участие в выборе кандидатов на получение наград SPE. Более подробную информацию вы можете найти по ссылке http://www.spe.org/spe-app/spe/about/honors/regional_awards.htm. За последние 2 года региональные награды получили несколько членов Московской секции в знак признания их заслуг перед SPE. В 2007 г. Сергей Колбиков получил звание Заслуженного члена SPE, а в 2008 г. этого почетного звания был удостоен Фил Поеттманн. Московская секция также получила награду как секция SPE, представившая лучшую программу по увеличению членства в 2008 г. Награда для Московской секции была вручена Анастасии Цыбик на ежегодной технической конференции и выставке в Денвере в сентябре 2008 г. Эти награды присуждаются за заслуги как регионального, так и международного масштаба, а также за успехи в технических разработках, и представляют собой прекрасную возможность для того, чтобы отметить выдающиеся достижения членов SPE нашего региона.

Претенденты на награды могут высылать заполненные формы региональному директору по адресу rtompkins@ink-bp.com до 15 февраля 2009 г.

Программа денежных призов

Вы можете выиграть денежные призы в SPE за счет привлечения новых членов!

Для тех, кто привлекает новых членов в общество SPE, существует система поощрений денежными и другими ценными призами. Для участия в конкурсе требуется привлечение не менее пяти членов. Член SPE, привлечший в общество максимальное число новых участников в каждом регионе, выиграет денежный приз в размере 500 долл. США.

Более подробную информацию и статус участников вы можете найти на сайте по адресу www.spe.org/recruit.

Для привлечения новых членов можно заказать постеры и брошюры SPE с описанием предоставляемых членам общества преимуществ по адресу sections@spe.org.

Уважаемые читатели!

Старейший отраслевой журнал «Нефтяное хозяйство» в 2010 г. будет отмечать свое 90-летие. Все эти годы он был органически связан с нефтегазовой отраслью. Эту мысль подчеркивали все, кто давал оценку журнала.

Продолжая традиции, коллектив редакции посвящал отдельные номера юбилейным датам журнала и оценке его роли в истории нефтяной промышленности. Так в 2000 г. № 3 и в 2005 г. № 9 были посвящены 80- и 85-летию журнала. К юбилею любимого журнала мы готовимся целый год. Так, в течение 2004 г. в журнале присутствовала рубрика «Из коллекции журнала», в которой помещались репринтные статьи журнала, приуроченные к тематике очередного номера «Нефтяного хозяйства». Таким образом подчеркивалась связь истории и современности. Публикации статей в этой рубрике имели положительный отклик наших читателей.

В этом году подготовка к 90-летию журнала «Нефтяное хозяйство» будет отмечена статьями по истории нефтяного хозяйства СССР 1920 – 1940 гг. сквозь призму публикаций журнала «Нефтяное хозяйство». Редакция планирует в этой «юбилейной» рубрике публиковать не только историю техники и технологий нефтяного дела (что стало уже традицией). Мы постараемся дать развернутые биографии членов редакционной коллегии, проследить судьбу некоторых авторов журнала и историю их публикаций.

Мы уверены, что, работая над историей «Нефтяного хозяйства», представим многие неизвестные страницы истории всей нефтяной промышленности СССР.

Совет нефтяной промышленности и издание нефтяной литературы в 20-е годы XX века

Ю.В. Евдошенко
(«Нефтяное хозяйство»)

Рождение советской литературы по нефтяному делу неразрывно связано с журналом «Нефтяное и сланцевое хозяйство» (с 1925 г. журнал стал называться «Нефтяное хозяйство», и далее в статье встречаются оба названия).

В истории журнала есть много неизвестных страниц, исследование которых может существенно расширить наши представления о том, как развивалась нефтяная промышленность СССР в первые годы советской власти. Одна из таких страниц связана с существованием Совета нефтяной промышленности, печатным органом которого «Нефтяное хозяйство» являлось в 1922 – 1928 гг.

Оценив значение печатного слова для возрождения нефтяной промышленности, руководство Главного нефтяного комитета ВСНХ, первого органа управления советской нефтяной промышленности, сразу же пошло по линии объединения издательской деятельности в одних руках. Несмотря на все реорганизации, издание литературы по технике нефтяного дела оставалось прерогативой редакции нового нефтяного журнала, которая разрослась в настоящее издательство.

24 июня 1920 г., когда шла работа лишь над вторым томом «Нефтяного и сланцевого хозяйства» (тогда журнал издавался томами, объединявшими несколько номеров), состоялось заседание коллегии Главного нефтяного комитета, на котором было принято решение об образовании редакции журнала «Нефтяное и сланцевое хозяйство» «на правах самостоятельного отдела, каковому и передать ближайшее осуществление всех издательских предположений названных Главков [Главконефти и Главсланца, которые совместно издавали журнал «Нефтяное и сланцевое хозяйство. – Е. Ю.]. Было решено организовать специальную редакционную коллегию, которая, являясь редколлекцией журнала, являлась бы редколлекцией других печатных изданий главков. Пятый пункт постановления коллегии от 24 июня 1920 г. гласил, что «редакционной коллегии принадлежит руководящая роль в деле издания журнала (и прочих печатных произведений Главконефти)» [1, с. 23-25].

Первые годы существования журнала были связаны с эпохой «военного коммунизма». Напомним, что доктрина «военного коммунизма» отрицала товарно-денежные отношения и обосновывала централизованное, безденежное распределение ресурсов и произведе-



Титульный лист журнала, 1925 г.

денной продукции. В основе управления народным хозяйством стояла система главных комитетов, главков – Главметалл, Главконефть, Главсланец и т.п. Со временем эта система стала сдерживать развитие экономики, в том числе и нефтяной промышленности. Как отмечалось в журнале «Нефтяное хозяйство», «Главкизм, в свое время сыгравший крупнейшую историческую роль, пытался теперь управлять нефтяными промыслами и снабжать их из центра с помощью чиновников, совершенно оторванных от жизни районов» [2, с. 420]. В 1921 г. Главконефть был ликвидирован, начиналась эпоха НЭПа – новой экономической политики. 21 марта 1922 г. Декретом Советской власти для всех без исключения потребителей был установлен платный отпуск нефтяных продуктов, а создаваемые нефтяные тресты должны были работать на принципах хозрасчета, самостоятельно ведя свое хозяйство. В этих условиях и редакции журнала «Нефтяное хозяйство» необходимо было думать о финансовой стороне дела.

Параллельно происходили изменения и в структуре управления отраслью. Непродолжительное время в Главном топливном управлении ВСНХ существовало Центральное управление нефтяной промышленности. Затем из ведения Главного управления по топливу нефтяная промышленность перешла в ведение Главного горного управления, а затем в Директорат горной промышленности Центрального управления государственной промышленности. Единого отраслевого органа

управления нефтяной промышленности не стало. В общий Директорат горной промышленности входили лишь директораты отдельных нефтяных районов, например «Директорат Бакинской нефтяной промышленности» или «Директорат Грозненской нефтяной промышленности». Они существовали за счет средств, отпускаемых аппарату ВСНХ, и как структурные подразделения были лишены хозяйственной самостоятельности, так же как и возможности издавать какую бы то ни было литературу. В то же время нефтяная промышленность, в частности недавно образованные нефтяные тресты – «Азнефть», «Грознефть», «Эмбанефть», остро нуждалась в новых книгах, по-настоящему рассчитывая использовать новейшие научно-технические идеи в деле восстановления нефтепромыслов и нефтезаводов. Издание журнала «Нефтяное хозяйство», так же как и объединение нефтяной отрасли, взял на себя Совет нефтяной промышленности, образованный в 1922 г.

Деятельность Совета нефтяной промышленности (СНП), его вклад в развитие отрасли и создание специализированной литературы до сих пор недостаточно изучены, несмотря на то, что вклад этот весьма значителен.

Как указывалось в «Положении о Совете нефтяной промышленности», он был создан «с целью всестороннего выяснения нужд и положения нефтяной промышленности, а также для изучения нефтяного дела в пределах СССР и за границей, по добровольному согласию нефтепредприятий». Три общесоюзных нефтяных треста и Нефтеиндикат, который занимался реализацией всей товарной нефти и нефтепродуктов, являлись учредителями Совета.

Управлялся СНП общим собранием, но оперативной деятельностью руководил Президиум СНП, в составе председателя и его заместителей. Первым и единственным председателем Президиума СНП являлся заместитель старшего директора горной промышленности ВСНХ И.М. Губкин.

В условиях отсутствия единого высшего отраслевого органа СНП должен был представлять «нефтепредприятия» перед правительственными учреждениями «путем подачи соответствующих ходатайств». Среди других задач Совета – участие в правительственных и общественных комиссиях, связанных с нефтяной промышленностью. Помимо представительских функций Совет был призван решать научно-технические проблемы отрасли. Интересны следующие пункты в списке задач СНП: «г) обсуждение научно-технических и научно-экономических вопросов нефтяной промышленности, разработка вопросов теории и практики нефтяного дела с производством практического изучения и испытания в области технических устройств и приспособлений, для чего Совет имеет право организовывать лаборатории и опытные станции; <...> е) обсуждение, разработка и дача заключений по вопросам транспорта, кредита, коммерческой деятельности, налогового обложения, общегосударственного или местного, фрахта железнодорожного или водного, таможенной тарификации и т.п., поскольку эти вопросы касаются нефтяной промышленности». Дело в том, что в нефтяной промышленности до создания Центрального исследовательского нефтяного института (более известного как Государственный исследовательский нефтяной институт) не было общепромышленных научно-исследовательских структур. Отдельные исследования по нефтяной тематике в рамках общих программ вели Теплотехнический институт и Химический институт, находившиеся в ведении ВСНХ. Региональные проблемы решались созданными при нефтетрестах химическими лабораториями. Для решения общепромышленных научно-технических и экономических проблем в СНП были созданы специальные бюро – научно-техническое и научно-экономическое [3, л. 178, 178 об., 180].

Подобные цели и способ организации очень роднят СНП с дореволюционными советами съездов нефтепромышленников, которые объединяли усилия отечественных нефтяных компаний для решения их общих проблем. Так, большую деятельность по строительству сооружений общего пользования в нефтяных районах (дорог, трубопроводов, очистных сооружений, школ, больниц), выполнению от-

дельных исследований, а также изданию периодической литературы), выполнял в Баку Совет съезда бакинских нефтепромышленников, а в Грозном – Совет съезда терских нефтепромышленников. Нефтяные фирмы отчисляли определенный процент с добычи в пользу съездов и на эти деньги вели работу, в результатах которой были заинтересованы все.

В условиях становления общегосударственной системы управления промышленностью советское государство решило (спонтанно или целенаправленно – еще неизвестно) воспользоваться опытом частной нефтяной промышленности. Этот факт заслуживает особого внимания историков советской нефтяной промышленности и, конечно, требует более детального исследования. Любопытно, что заведующим научно-экономическим бюро СНП и активным автором журнала «Нефтяное хозяйство» являлся бывший заведующий статистическим бюро Совета съезда бакинских нефтепромышленников, опытный статистик и экономист Василий Ильич Фролов.

Так же как и советы съездов нефтепромышленников, СНП ставил перед собой двойную цель – «издание специальных трудов и исследований технического, экономического и научного характера, а также и периодических органов, посвященных тем же вопросам» и «информирование нефтетрестов о положении нефтяной промышленности за границей и ее достижениях в области технической, экономической, геолого-разведочной и коммерческой». Для реализации этой задачи в СНП было создано научно-издательское бюро, которое выступало непосредственным издателем журнала «Нефтяное хозяйство». Помимо специализированного технического журнала в качестве его информационного дополнения СНП начал издавать «Нефтяной бюллетень». В первом номере бюллетеня подчеркивалось его родство с журналом: «Программа уже четвертый год выходящего в центре журнала «Нефтяное и сланцевое хозяйство», объединенного с новым «Нефтяным бюллетенем» как единством издающего их учреждения – Совета Нефтяной Промышленности – так и единством руководящего редакционного состава, охватывает круг всех вопросов нефтяной промышленности, в том числе и те, которые составляют программу бюллетеня. Определившийся однако за последние годы общий научно-исследовательский характер этого большого журнала не только оправдывает, но и делает необходимым издание бюллетеня, как родственного, но более подвижного филиала, в силу двухнедельной периодичности, и в более сжатой форме отзывающийся на вопросы нефтяного хозяйства, более обстоятельному научному анализу которых отводятся страницы «Нефтяного и сланцевого хозяйства» [4].

Издающее нефтяные журналы научно-издательское бюро существовало в СНП на принципах хозрасчета. Издание книг помимо просветительской преследовало еще и другую цель. Средства, полученные от реализации изданных книг, шли на покрытие расходов по изданию журналов, которые требовали дотации. Так, в отчете о выполнении программы научно-издательского бюро СНП за 1924/25 оп. г. указывалось: «Что же касается «Нефтяного и Сланцевого Хозяйства», то, принимая во внимание его узко специальный характер, Научно-Издательское Бюро не видит возможностей к тому, чтобы сделать его издание бездифицитным». И тем не менее научно-издательское бюро шло на увеличение расходов по изданию журнала. Так, среди мероприятий, планируемых Советом в отношении журналов в 1925 г., – расширение сети корреспондентов по «Нефтяному бюллетеню» и учреждение представительства редакции «Нефтяного хозяйства» в Баку и Грозном для «приближения нашего центрального нефтяного органа к текущим научно-техническим и экономическим интересам нефтяных районов». Предполагалось также повысить авторский гонорар [3, л. 40, 41].

Журналы «Нефтяное и сланцевое хозяйство» и «Нефтяной бюллетень» занимали первые строки в программе научно-издательского бюро СНП. Следующим направлением значились «издания серии». Еще до организации Совета, с 1921 г., существовала книжная «серия редакции журнала «Нефтяное и сланцевое хозяйство». Научно-изда-

тельское бюро не отказалось от этой традиции, и выход книг в этой серии продолжился. На 1925/26 оп. г. намечалось к выпуску 13 изданий общим объемом 251 печатный лист, среди них переводные книги Р.П. Мак-Лафлина «Разработка нефтяных месторождений» (12 листов), Д. Хагера «Практическая геология нефти» (12 л.), Я.С. Личти «Измерение, сжатие и передача природного газа», К. Биля «Кривые падения производительности скважин» (12 л.) и книги отечественных авторов – трехтомное издание «Руководство к бурению скважин» Н.В. Глушкова, книга профессора Л.Г. Гурвича «Руководство для практических занятий со студентами по химии и технологии нефти» (6 листов) и др. Четвертую группу представляли заказные книги, как например заказанная «Грознефтью» книга «Грозненская нефтяная промышленность за 5 лет национализации» (40 л.). В отдельное направление выделялась справочная литература, например «Справочник по нефтяному делу».

Литература, рассчитанная на специалистов, дополнялась популярной и научно-популярной литературой. Книги этого направления должны были сыграть (как указывалось в документах научно-издательского бюро) «благородную с точки зрения нефтяной промышленности цель». Среди планируемых к изданию значились популярные брошюры видных специалистов А.Ф. Добрянского «Что такое нефть», А.Ф. Притулы «Как добывается нефть из недр земли», В.И. Фролова и И.И. Елина «О керосине» и др. Профессору Л.Г. Гурвичу была заказана брошюра «Как перерабатывается нефть и какие продукты и нее добываются» [3, л. 41-43].

Деятельность научно-издательского бюро СНП была довольно успешной. Самоокупаемость заставляла думать об оптимизации расходов. На повестке дня стоял вопрос о приобретении собственной типографии и даже рассматривался вариант покупки одной из ленинградских типографий. Издаваемую научно-издательским бюро литературу очень ценили руководители всей горной отрасли. Так, Старший директор горной промышленности Центрального управления государственной промышленности ВСНХ А.П. Чубаров писал своему заместителю и одновременно председателю СНП И.М. Губкину: «Советом Нефтяной Промышленности издается как периодическая, так и непериодическая литература по вопросам нефтепромышленности. Эти издания, будучи чрезвычайно ценными сами по себе, в совершенно незначительном количестве попадают в Горный Директорат и наши ответственные работники, руководящие деятельностью горных трестов, не имеют возможности с ними ознакомиться <...> между тем, как ознакомление наших Директоров с вопросами Горной Промышленности в целом имеет чрезвычайно важное значение, - по этим причинам прошу Совет Нефтяной Промышленности прислать в Горный Департамент 12 экземпляров его изданий» [3, л. 171].

Существование такого органа, как СНП, осложнялось все более усиливающимися командно-административными методами управления. Официальные структуры ВСНХ видели в Совете своего «конкурента». Так, в структуру ВСНХ входило Научно-техническое управление, которое претендовало на лидирующую позицию в направлении научно-технической политики в промышленности и нефтяной отрасли в частности. Существование научно-технического бюро СНП воспринималось как «параллелизм» и давало повод критикам выступать против научно-исследовательской работы СНП. Любопытно, что одновременно Научно-техническим управлением ВСНХ и научно-техническим бюро СНП было представлено два проекта Центрального нефтяного исследовательского института (будущего ГИНИ). Естественно, что каждый орган видел себя в качестве куратора нового учреждения.

«Конкурентом» научно-издательского бюро СНП являлось Центральное управление печати, промышленной пропаганды и просвещения (ЦУП) ВСНХ, которое стало претендовать на осуществление издательских функций Совета. Руководству ВСНХ со стороны руководства ЦУП стали подаваться соответствующие записки. При этом создавалась реальная угроза срыва выпуска нефтяной литературы, поскольку ЦУП не имел в своем штате соответствующих специалистов. Например, все

попытки наладить издание научно-популярных книг по нефти закончились неудачно. В своем отчете научно-издательское бюро СНП констатировало: «В деле издания популярной литературы по нефти Научно-Издательское Бюро несомненно встретит значительные препятствия в лице Центрального Управления Печати ВСНХ, которое стоит на той точке зрения, что дело это должно быть безраздельно присвоено ему, ЦУПу. Правда, проделанный ЦУПом в этом направлении опыт оказывается пока плачевным: заключенные ЦУПом с разными авторами договора на этот предмет оказались невыполненными и ни одна брошюра не выпущена» [3, л. 44].

Естественно, что в сложившихся условиях все усилия были направлены на защиту научно-издательского бюро и издательских функций Совета. К этой работе подключились официальные органы, которые осознавали реальное положение дел. Так, Старший директор горной промышленности ВСНХ А.П. Чубаров написал письмо Председателю ВСНХ Ф.Э. Дзержинскому, в котором дал полную оценку деятельности научно-издательского бюро СНП.

Приведем выдержку из этого документа [5, л. 11, 11 об.].

«1) Осведомленный в качестве Старшего Директора Горной Промышленности о содержании и направлении научно-издательской деятельности Совета на протяжении последних лет я не могу не признать эту деятельность в высшей мере полезной и в качественном отношении заслуживающей всяческой похвалы. – Созданная Советом за время его существования библиотека по нефтяному делу, а также два периодических органа, впервые выдвинувшие у нас нефтяную технику в самостоятельную научную категорию, сыграли весьма значительную роль в деле воссоздания и технической рационализации нефтяного производства в СССР.

2) Научно-издательская деятельность Совета, как весьма специальная и сложная, требует, чтобы для ее осуществления вокруг нее был сгруппирован специальный редакционный и издательский аппарат и кадр постоянных сотрудников, которые стояли бы на высоте предъявляемых к ним научных и технических требований. Такой аппарат, созданный при Совете, не может быть без ущерба для дела ликвидирован и вновь сконструирован в другом месте.

3) Отделение издательских функций от редакционных и передача первых ЦУП-у, с точки зрения издательской практики, не выдерживает критики...».

В 1925 г. издание «Нефтяного хозяйства» и другой специализированной литературы под эгидой СНП продолжилось до 1928 г., когда на базе научно-издательского бюро СНП было создано «Нефтяное издательство Научно-технического управления ВСНХ». Но эта тема требует дальнейшей исследовательской работы.

В целом время издательской деятельности Совета нефтяной промышленности характеризуется наибольшей информационной открытостью отрасли. Журнал «Нефтяное хозяйство» стал местом подлинных дискуссий, на его страницах печатался весь комплекс производственной информации – объемы ежемесячной добычи и проходки скважин, движение рабочей силы на промыслах и т.д. Специалисты-эксперты обсуждали проблемы реализации нефти и нефтепродуктов на внешнем и внутреннем рынках, при этом все положения аргументировались как производственными, так и экономическими показателями, что невозможно представить в более позднее время.

Список литературы

1. Выписка из Протокола № 36 заседания Коллегии Главного нефтяного комитета от 24 июня 1920 г. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 9. – С. 23-25.
2. Соловьев Н.И. Нефтяная промышленность на новых путях // Нефтяное хозяйство. – 1927. – № 10. – С. 415-423.
3. Российский государственный архив экономики (РГАЭ). Ф. 3429. Оп. 5. Д. 603.
4. От редакции // Нефтяной бюллетень. – 1923. – № 1. – С. 1-2.
5. РГАЭ. Ф. 3429. Оп. 5. Д. 588.

Кудасевич Мечислав Станиславович (1919 – 2003)

1 января 2008 г. исполнилось 90 лет со дня рождения Мечислава Станиславовича Кудасевича – крупного отечественного специалиста-проектировщика магистральных нефтепроводов, бывшего заместителя главного инженера Гипротрубопровода.

М.С. Кудасевич родился в 1919 г. в г. Могилеве-Подольском в семье железнодорожника; в 1936 г. окончил школу-десятилетку в г. Загорске (ныне Сергиев Посад) Московской области, а в 1939 г. поступил в Московский нефтяной институт (МНИ) по кафедре «Транспорт и хранение нефти».

В начале Великой Отечественной войны М.С. Кудасевич в числе других студентов МНИ участвовал в строительстве оборонительных сооружений на дальних подступах к Москве. В феврале 1943 г. Мечислав Станиславович окончил институт и получил направление в Государственный союзный трест по проектированию магистральных нефтепроводов и нефтебаз – «Нефтепроводпроект» (с мая 1958 г. по настоящее время – институт «Гипротрубопровод»). В годы войны он осуществлял авторский надзор за сооружением большой перевалочной нефтебазы в Красноводске, через которую из Баку к железнодорожным линиям Средней Азии и Казахстана проходил большой поток нефтегрузов, обследовал разрушенные нефтебазы Воронежской области, восстанавливал нефтебазы в Одессе, Калининградской и других областях.

В 40-х - 50-х годах XX века М.С. Кудасевич работал над проектами магистральных трубопроводов, прокладываемых от месторождений Второго Баку, в числе которых нефтепроводы Бавлы – Куйбышев I и II, Ромашкино – Куйбышев, Куйбышев – Саратов, Альметьевск – Горький I и др. Помимо проектирования Мечислав Станиславович участвовал в создании нормативных документов для проектирования и обслуживания отечественных трубопроводов. Он был участником создания генеральной схемы нефтепровода «Дружба».

С 1959 г. М.С. Кудасевич являлся главным инженером проектов (ГИП) своего института. В качестве ГИПа он проектировал первый западносибирский нефтепровод Усть-Балык – Омск. В 1967 г. тюменская нефть пришла на Омский НПЗ и получила выход к системе транссибирских нефтепроводов Туймазы – Уфа – Омск – Новосибирск – Красноярск – Иркутск.

В мае 1971 г. М.С. Кудасевича назначили заместителем главного инженера Гипротрубопровода, в этой должности он проработал 14 лет. В этот период он руководил деятельностью тюменского и томского филиалов института. Под его техническим руководством и при его участии в эти годы были спроектированы колоссальные нефтепроводы (диаметром 1220 мм) Усть-Балык – Курган – Уфа – Альметьевск, Нижневартовск – Курган – Куйбышев, Сургут – Полоцк, Холмогоры – Клин, система «Дружба-II» и др. В общем М.С. Кудасевич являлся прямым участником создания около 50 тыс. км магистральных трубопроводов.

Заслуги М.С. Кудасевича были отмечены орденом Ленина, званиями «Заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РСФСР» и «Почетный нефтяник».

Своей большой и многогранной деятельностью в области проектирования нефтебаз, магистральных нефтепроводов и продуктопроводов Мечислав Станиславович Кудасевич внес достойный вклад в развитие отечественной отрасли транспорта и хранения нефти и нефтепродуктов.

А.В. Черникин

**Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович (1947 – 2008)**

13 декабря 2008 г. ушел из жизни лауреат премии Правительства Российской Федерации и Государственной премии Республики Татарстан в области науки и техники, Заслуженный изобретатель Республики Татарстан, Почетный нефтяник ОАО «Татнефть», заместитель директора института «ТатНИПИнефть» по научной работе в области разработки нефтяных месторождений и развития информационных технологий, доктор технических наук Абдулмазитов Рафиль Гиниятуллович.

Р.Г. Абдулмазитов родился 29 марта 1947 г. в г. Октябрьский Башкирской АССР. В 1971 г. окончил Уфимский нефтяной институт по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

Трудовую деятельность Р.Г. Абдулмазитов начал в ТатНИПИнефти инженером, работал с 1974 г. старшим научным сотрудником, с 1977 г. – заведующим сектором, с 1984 г. – заведующим лабораторией отдела разработки нефтяных месторождений. С 1989 по 1990 г. был заведующим лабораторией НПО «Союзнефтеотдача» (г. Уфа). С 2000 г. Рафиль Гиниятуллович работал заместителем директора института «ТатНИПИнефть» по научной работе в области разработки нефтяных месторождений и развития информационных технологий.

Р.Г. Абдулмазитов опубликовал много научных статей по проблемам разработки месторождений Республики Татарстан, 25 из них были опубликованы в журнале «Нефтяное хозяйство».

Светлая память о большом ученом и прекрасном человеке останется в наших сердцах.

Коллектив института «ТатНИПИнефть»,
редакционная коллегия и коллектив редакции журнала «Нефтяное хозяйство»

Алфавитный указатель статей, опубликованных в журнале «Нефтяное хозяйство» в 2008 г.

Нефтегазовые компании

VIII научно-практическая конференция «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» 10-10

Бродский Л.С. Шельф - наше настоящее и будущее (к 10-летию ЗАО «Сахалинские Проекты») 3-56

«Зарубежнефть»: оптимальное сочетание многолетнего опыта и передовых технологий в нефтегазовой области 5-12

Кудряшов С.И. Новые подходы к управлению крупной нефтяной компанией 10-4

Лукьянов Ю.В., Гарифуллин И.Ш., Гарифуллин И.Ф. Металлопластовые трубы в системе нефтедобычи ОАО «АНК «Башнефть» 2-10

Лукьянов Ю.В., Насретдинов Р.Г., Зверева О.Г. Развитие информационных технологий в ОАО «АНК «Башнефть» 10-16

Мухаммадеев Г.Р. Путь от палатки до крупного промышленного предприятия 1-8

Нефтяники и газовики России обсудили в ОАО «Татнефть» отраслевые проблемы охраны природы 10-20

ОАО «Зарубежнефть» приняло участие в 16-й Казахстанской Международной выставке и конференции КЮОЕ 2008 10-13

«Роснефть» во многом связывает свое будущее с Восточной Сибирью и Дальним Востоком (интервью с президентом ОАО «НК «Роснефть» С.М. Богданчиковым) 5-4

«Роснефть» и Всемирный банк подписали соглашение о покупке единиц сокращения выбросов 10-13

Савельев В.А. «Газпромнефть-НТЦ» – научный подход к разведке и разработке месторождений 10-28

Смирнов Ю.Л. «Зарубежнефть» готовится приступить к освоению месторождений в Ненецком автономном округе 5-15

Соколов С.М., Мариненков Д.В. ОАО «Гипротюменнефтегаз» – поиск новых горизонтов 10-24

Союз научной школы и производства 10-22

Талаканское месторождение работает в режиме промышленной эксплуатации 10-15

Уникальный опыт работы, накопленный татарстанскими нефтяниками, востребован во многих нефтяных регионах мира (интервью с первым заместителем генерального директора – главным инженером ОАО «Татнефть» Н.Г. Ибрагимовым) 5-8

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Хасанов М.М., Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Харитоновна Е.Ю. Повышение эффективности планирования и управления научной и инновационной деятельностью в ОАО «НК «Роснефть» 11-4

Коржубаев А.Г. Нефтегазовый комплекс России в глобальной энергетике: перспективы развития, реализация национальных интересов 8-10

Муслимов Р.Х. Разработка супергигантского Ромашкинского месторождения: прошлое, настоящее, будущее 7-10

ОАО «Газпром» и ЗАО «Зарубежнефтегаз» – новые партнеры «Петровьетнама» 8-16

ОАО «НижневартовскНИПИнефть»: мы продолжаем расти 5-22

Основные показатели работы нефтяной и газовой отраслей топливно-энергетического комплекса России за первый квартал 2008 г. 5-122

Основные показатели работы нефтяной и газовой отраслей топливно-энергетического комплекса России за январь-июнь 2008 г. 8-116

Основные показатели работы нефтяной и газовой отраслей топливно-энергетического комплекса России за январь-сентябрь 2008 г. 11-140

Основные показатели работы нефтяной и газовой отраслей топливно-энергетического комплекса России за 2007 г. 2-12

Соколов С.М., Горбатилов В.А. Проблемы обустройства нефтяных месторождений в условиях Крайнего Севера 5-19

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Тахтаудинов Ш.Ф. 65 лет промышленной разработке нефтяных месторождений Татарстана 7-6

Нефтегазовый сервис

Андреева Н.Н., Скиткин К.В. Российский нефтегазовый сервис – время собирать камни 9-4

Аношкин А.Н., Поспелов А.Б. Оценка прочности композитных бипластмассовых труб при их эксплуатации в условиях низких температур 9-56

Гумеров А.Г., Бажайкин С.Г., Ильясова Е.З., Авдеева Л.А., Курбатов А.М., Бортников А.Е., Горчаков В.Г. Выбор методов утилизации нефтяного газа и оценка эффективности их внедрения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» 9-50

Друшляков А.В., Погадаев Д.И., Крутик Э.Н., Логинов А.Г., Туров А.С. Опыт ЗАО «Гидробур-сервис» по сервисному обслуживанию буровых работ Пермского филиала ООО «Буровая компания «Евразия» 9-28

Закиров К.Ф. Независимые или национальные сервисные компании? 9-12

Климов В.А., Валовский К.В., Валовский В.М., Ахмадиев Н.А., Трусов П.В., Швейкин А.И., Дюжиков А.Е. Преимущества применения «составных» насосных штанг 9-38

Козьяр Н.В. Оценка качества цементирования колонн и разрезов скважин по результатам акустических исследований 9-24

Мильников С., Яшков В. Опыт применения комплекса EnergyCS Line при проектировании высоковольтных линий 9-62

Никулин И.В., Андреев М.В., Погребисский С.Я. Системы управления эффективностью бизнеса для компаний нефтегазовой отрасли 9-60

Российский нефтегазовый сервис – технологическая независимость государства (интервью с И.Г. Мельниковым) 9-8

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Россия в данный момент является идеальным местом для совершения прорыва в области высоких технологий моделирования гидродинамики нефтегазовых месторождений (интервью с В.Г. Шелковым) 9-22

Рябоконе С.А., Мартынов Б.А., Доктор С.А.

Использование высокоэффективных технологических жидкостей на углеводородной основе9-30

Силин М.А., Магадова Л.А., Елисеев Д.Ю., Пахомов М.Д., Заворотный А.В. Вопросы, возникающие при обработках добывающих и нагнетательных скважин кислотными композициями семейства «Химеко ТК», а также растворами кислот и солей с добавкой реагента «Нефтенол К»9-44**Собанова О.Б., Федорова И.Л., Файзуллин И.Н., Ахметшина А.С., Фархутдинов Г.Н.** Применение реагента СНПХ-9633 для ограничения водопритоков в добывающих скважинах залежи №9 Ромашкинского месторождения9-40**Соколов С.М., Горбатов В.А.** Проектирование разработки и обустройства месторождений как составная часть нефтегазового сервиса9-14**Сотников Д.А.** Преимущества аутсорсинга при обслуживании компрессорного оборудования9-54**Старковский А.В., Старковский В.А.** Изоляция притока воды в нефтяных скважинах щелочными силикатными гелями9-34**Стратегия** поступательного развития (интервью с В.П. Ситниковым)9-16**Сухнат Ю.В., Бочаров С.В., Максименко В.Ю., Мухамадиев А.А.** Предотвращение кислородной коррозии трубопроводов систем поддержания пластового давления и утилизации сточных вод9-47**Экономика, управление, право****Богаткина Ю.Г.** Интеллектуальный алгоритм для оценки нефтегазовых инвестиционных проектов10-38**Исаченко В.М., Пикс Е.Г., Хасанова И.П., Артеева А.И.** Методический подход к определению затрат на ликвидацию выработанных нефтяных месторождений1-18**Исмагилов А.Ф., Белкина Е.Ю., Хасанов И.Ш., Борцвадзе Л.Н.** Методика оценки эффективности инновационных проектов в ОАО «НК «Роснефть»12-10**Колесников А.О., Рефлов В.А.** Организация корпоративных систем планирования цепочек поставок в вертикально интегрированных нефтяных компаниях1-14**Мартынов В.Г., Губанова Е.Н.** Опыт практического управления процессами формирования и развития трудового потенциала региона9-76**Мещерин И.В., Ким И.А.** Организация технических исследований на прединвестиционной стадии проектов с производством сжиженного природного газа4-18**Михайлов А.Г., Литвиненко В.А., Тяпов О.А., Лознюк О.А., Никишов В.И.** Эффективность командного принципа работы при внедрении новых технологий в ООО «РН-Пурнефтегаз»11-7**Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г.** Совершенствование системы налогообложения в инвестиционных проектах разработки нефтяных месторождений4-22**Пономарева И.А., Еремин Н.А.** Геолого-экономическая методология комплексной оценки ресурсов и запасов месторождений нефти и газа в инвестиционных проектах8-22**Хисамов Р.С., Мотина Л.И., Мехеев Е.В.** О стимулировании ввода в разработку новых нефтяных месторождений7-18**Хузина А.Р.** Сущность и особенности принятия решений предприятиями нефтегазового сектора при реализации государственного контракта10-40**Хузина А.Р.** Управление финансовыми ресурсами на предприятиях нефтяной промышленности8-26**Геология и геолого-разведочные работы****Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Латифуллин Ф.М., Ситникова В.М.** Разработка технологий построения специальных геологических карт нефтяных месторождений10-44**Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н.** Зондирование продуктивных пластов с косою слоистостью из горизонтальных скважин1-36**Антонов Ю.Н., Эпов М.И., Каюров К.Н.** Синтетическое моделирование проблемных задач зондирования косослоистых пластов из горизонтальных скважин2-34**Апенышев Д.С., Карлов А.М., Парфирьев В.А., Щеглов А.В., Мещеряков Д.Л., Быков В.В.** Результаты морфотектонического анализа Талаканского месторождения2-20**Архипов С.В.** Базальные горизонты осадочного чехла Западной Сибири и особенности их нефтеносности8-34**Афонин Д.Г.** Дизъюнктивные деформации юрского комплекса и их воздействие на разработку9-90**Ашмян К.Д., Немировская Г.Б., Фукс А.Б., Сурков Е.** Результаты стандартных и специальных исследований нефти Верхнечонского месторождения4-30**Бадьянов В.А.** О некоторых типичных ошибках методики геометризации нефтяных залежей10-47**Базаревская В.Г., Файзуллин И.Н., Магдеева О.В.** Установление условий осадконакопления по данным геофизических исследований скважин на Ромашкинском месторождении7-28**Байков В.А., Сулейманов Д.Д., Галиев Р.Р., Бикбулатов С.М., Усманов Т.С.** Решение методологических проблем при построении геологических моделей гигантских месторождений11-14**Вовк В.С., Колесов В.В., Чернов А.А., Дзюбло А.Д.** Особенности проявления тектонических элементов и месторождений углеводородов района Обской и Тазовской губ в аномалиях потенциальных полей8-28**Ганичев Д.И., Меркушкина Ю.В., Ботвиновская О.А., Никулин Б.А.** Методика определения проницаемости карбонатных пород с учетом их фациальной неоднородности11-10**Гареев Р.М., Ибрагимов Р.Л., Мингазов М.Н.** Комплексное изучение и использование водных ресурсов на территории деятельности нефтедобывающих предприятий Татарстана1-32**Гордеев А.О., Паськова Л.В., Кураш Т.П., Шевелев А.П., Золотухин А.А.** Особенности геологического строения восточной залежи Бахиловского месторождения12-26**Грищенко М.А., Бикбулатова Т.Г.** Современные подходы к моделированию насыщенности при создании геологических и фильтрационных моделей12-18**Зайбель Х., Сиднев А.В.** Формирование структур Месопотамского (Ирак) и Волго-Уральского (Россия) бассейнов в герцинский этап развития земной коры12-29**Запывалов Н.П.** Нефтегазовая геология: парадигмы XXI века1-30**Карасев П.С., Овсюченко А.Н., Мараханов А.В., Трофименко С.В.** Активные тектонические нарушения участка Алдан-Нагорный нефтепроводной системы Восточная Сибирь – Тихий океан9-80**Каюкова Г.П., Киямова А.М., Романов Г.В., Муслимов Р.Х., Якубсон К.И.** Технологические качества природных битумов Татарстана в зависимости от химических и геохимических характеристик их состава1-22

Кляжников Д.В., Соловьева Л.В. Особенности геологического строения и выделения коллекторов в рифейском природном резервуаре Юрубчено-Тохомской зоны 12-32	Горонович С.Н. Устойчивость ствола скважины при бурении галогенных пород 2-49
Кривобоков Д.М. Восточный Уват: от геологоразведки к эксплуатации 12-22	Гречин Е.Г., Овчинников В.П. Неориентируемые компоновки с винтовым забойным двигателем и передвижными центраторами 2-46
Ларочкина И.А. Современная модель архитектуры кровли кристаллического фундамента Татарстана 7-20	Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Каналообразование в цементном камне при использовании оснастки обсадных колонн из алюминиевых сплавов 6-98
Левашов С.П., Якимчук Н.А., Корчагин И.Н., Червоный Н.П. Экспресс-технология прямых поисков и разведки скоплений углеводородов геоэлектрическими методами 2-28	Кудряшов С.И., Заикин И.П., Кемпф К.В., Горшенин В.И. Современный подход к заключению договоров подряда на строительство и реконструкцию скважин 11-18
Масагутов Р.Х., Станекзай Н.М. Катагенез и условия нефтегазообразования в отложениях венда платформенного Башкортостана 8-38	Курочкин Б.М., Вакула А.Я., Басов Б.К., Котельников Н.Г. Перспективы применения гидрофобного полимерного тампонажного состава для крепления горизонтальных скважин и боковых стволов 1-54
Мельник И.А. Выделение нефтенасыщенных интервалов на основе переинтерпретации ГИС в низкоомных коллекторах-песчаниках 4-34	Мыслюк М.А., Сальжин Ю.М. Оценка реологических свойств бивязких жидкостей по данным ротационной вискозиметрии 12-40
Мингазов М.Н. Прогноз неотектонического механизма глубинной дегазации Южно-Татарского свода 4-26	Новиков А.Д., Сумароков Д.Д., Таютов В.В., Черныш В.Ф., Шокалюк В.В. Технология цементирования обсадных колонн большого диаметра через бурильные трубы 6-96
Мусин К.М., Фомичев А.В., Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш. Определение фильтрационно-емкостных свойств и насыщенности для рыхлых пород Ашальчинского месторождения высоковязких нефтей 7-32	Оганов Г.С., Ширин-Заде А.С., Полтавец Ж.В., Урманчиев В.И. Синергетические принципы исследования процесса углубления скважины 1-42
Никитин Ю.И., Остапенко С.В. Связь нефтеносности Волго-Уральской провинции с плитной тектоникой Урала 12-14	Орешкин Д.В. Эффективные облегченные тампонажные растворы для условий аномально низких пластовых давлений и многолетнемерзлых пород 1-50
Павлова Т.Ю. Проблемы недоизученности мелких месторождений 3-67	Полищученко В.П., Вахрушев Л.П., Лушпеева О.А., Проводников Г.Б. Теоретически обоснованный подход к созданию недиспергирующего бурового раствора 8-42
Постникова О.В., Соловьева Л.В., Тихомирова Г.И. Строение аллювиально-пролювиальных природных резервуаров нижнего венда южного склона Непско-Чонского мегасвода Сибирской платформы 2-24	Рябова Л.И., Тимофеева Е.В., Кривошей А.В., Дерновой В.П., Шляховой Д.С. Повышение качества цементирования скважин путем применения расширяющихся цементов 1-46
Путилов И.С. Использование результатов литолого-фациального анализа для построения трехмерной геологической модели башкирской карбонатной толщи Озерного месторождения нефти 9-86	Рябова Л.И., Шляховой Д.С., Тимофеева Е.В. Объемные изменения цементного раствора и камня, влияющие на качество цементирования скважин 2-40
Путилов И.С., Барях В.А. Новые методические подходы к работе с данными инклинометрии при создании трехмерных геологических моделей 10-50	Рябоконе С.А., Мильштейн В.М., Лазаренко А.В. Модернизация техники и технологии цементирования скважин 4-38
Трофимова Е.Н., Усманов И.Ш., Дякина А.В., Алексеева Е.В., Карлов А.М. Макроизучение нефтенасыщенных вулканитов Рогожниковского месторождения 3-62	Тахаутдинов Ш.Ф., Ибрагимов Н.Г., Ибатуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Ахмадишин Ф.Ф., Хамитьянов Н.Г. Развитие техники и технологии локального крепления скважин для изоляции зон осложнений 7-34
Уршуляк Р.В. Выявление дискретной блочности геологической среды в процессе разработки месторождений нефти и газа 1-28	Хачмамук А.Ш., Рябова Л.И., Мякий Я.Б., Серебряков Д.Ю. Влияние реагентов – регуляторов сроков схватывания на свойства тампонажных растворов на шлаковой основе 2-38
Хисамов Р.С., Динмухамедов Р.Ш., Базаревская В.Г., Шавалиев М.А. Анализ применения малозатратных методов при поисково-разведочных работах в Татарстане 7-24	Янтурин Р.А., Янтурин А.Ш. Об устойчивости компоновок низа бурильных колонн к изменению условий бурения 2-43
Бурение скважин	Яхшибеков Ф.Р., Горгоц В.Д. Исследования строительства скважин на баженовскую свиту 6-90
Бедило А.В., Проселков Е.Ю., Проселков Ю.М. Локальные искривления скважины при бурении – главный фактор сопротивления осевому перемещению колонны 5-30	Яхшибеков Ф.Р., Горгоц В.Д., Усачев Е.А., Грошева Т.В. Технологические аспекты строительства скважин на Рогожниковском месторождении 12-36
Борисов К.И. Методика оценки эффективности процесса динамического разрушения горных пород инструментом режуще-скалывающего действия 8-46	Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений
Габбасов Т.М., Катеев Р.И., Нуриев И.А., Миннуллин Р.М., Чухаев С.В. Повышение качества разобщения пластов с применением устройства манжетного цементирования 7-40	Абасов М.Т., Мандрик И.Э., Шахвердиев А.Х. Многокритериальные диагностические методы исследования стохастических особенностей показателей разработки залежей нефти 10-66
Гайдаров М.М-Р., Курбанов Я.М. Применение углеводородных буровых растворов при бурении глубоких скважин 4-41	Абдулмазитов Р.Г., Саттаров Р.З., Насыбуллин А.В. Оценка влияния техногенного воздействия на коллекторские свойства пласта 1-62

- Абдулмазитов Р.Г., Султанов А.С., Евдокимов А.М.** Эффективность разработок месторождений ОАО «Татнефть» при нестационарном заводнении.....7-58
- Акимов О.В., Гусаков В.Н., Мальцев В.В., Худяков Д.Л.** Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности гидроразрыва пласта.....11-31
- Бережная Г.Н., Пономарев А.Г., Сазонов Б.Ф., Соложенкина Е.К., Кожин В.Н., Пакшаев А.А., Шашель В.А., Немков А.С.** Эффективность методов интенсификации добычи нефти и повышения коэффициента нефтеизвлечения на завершающей стадии разработки залежей нефти на примере месторождений Самарской области.....3-44
- Бланк А.М., Гостев М.Ю., Куренко М.И., Морлэнд Т., Свихнушин Н.М., Зеллоу А., Кнышенко А.Г.** Комплексное изучение трещинно-поровых коллекторов домеловых отложений Западно-Сибирского бассейна на примере Пальяновского месторождения (часть I).....5-43
- Бланк А.М., Гостев М.Ю., Куренко М.И., Морлэнд Т., Свихнушин Н.М., Зеллоу А., Кнышенко А.Г.** Комплексное изучение трещинно-поровых коллекторов домеловых отложений Западно-Сибирского бассейна на примере Пальяновского месторождения (часть II).....7-106
- Богачев К.Ю., Горелов И.Г.** Применение оптимизированного метода разрезания моделей пластов для ускорения расчета и адаптации.....4-50
- Богачев К.Ю., Мельниченко Н.С., Шелков В.Г.** Применение метода опорных операторов для эффективного гидродинамического моделирования пластов на неструктурированных неортогональных сетках.....2-58
- Боксерман А.А., Кудинов В.И., Хавкин А.Я., Сорокин А.В., Табакаева Л.С.** Применение интегрированной технологии на основе пенных систем для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти.....8-56
- Васильев В.В., Вахрушева И.А., Дубовецкий В.Н.** Особенности моделирования многопластовых залежей на примере месторождений Оренбургской области.....12-55
- Ганичев Д.И., Волосевич И.В.** Выделение заводненных интервалов при бурении уплотняющих скважин на примере Приобского месторождения.....11-34
- Главнов Н.Г., Лихтарев А.В., Анурьев Д.А., Молодых П.В., Чижишев А.Ю.** Влияние приемистости нагнетательных скважин на положение резетки бокового ствола.....11-42
- Даниэлян Ю.С., Сафаров И.А.** Способ лабораторного определения давления начала конденсации газоконденсатных систем в пласте.....12-68
- Джалалов К.Э., Кулешков И.В., Савченко А.П., Моллаев З.Х.** Обоснование принципов разработки месторождений с аномально высоким пластовым давлением.....11-25
- Дзюба В.И., Пелевин М.Л.** Имитационное моделирование разработки Талинской площади Краснотелинского месторождения.....10-70
- Евдокимов И.Н., Лосев А.П.** Нефтяные нанотехнологии – преодоление стереотипов.....8-78
- Жданов С.А.** Опыт применения методов увеличения нефтеотдачи пластов в России.....1-58
- Закиров И.С.** О коэффициентах вытеснения и охвата в многочленных формулах для определения коэффициента извлечения нефти.....2-52
- Закиров И.С., Владимиров И.В.** Соотношение числа горизонтальных и вертикальных скважин при определении плотности сетки скважин.....8-66
- Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П.** Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства.....6-105
- Захарова Н.П., Алымова Т.И., Решетникова А.В., Малышев Г.А.** Анализ результатов применения технологии нестационарного воздействия на Родниковом месторождении.....12-58
- Ибатуллин Таир Р.** Повышение эффективности технологии парогравитационного воздействия с применением углеводородных растворителей.....10-74
- Иванов А.Н., Зыонг Зань Лам, Васильев В.А.** Анализ эффективности применения технологий интенсификации нефтедобычи на месторождении Белый Тигр.....1-76
- Иктисанов В.А., Байгушев А.В., Мирсаитов Р.Г.** Интерпретация кривых восстановления давления для горизонтальных и многоствольных скважин.....7-60
- Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ипатов А.И., Фахретдинов Р.Н., Гуляев Д.Н., Ключан И.П.** Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях.....5-38
- Кадет В.В., Корюзов А.С.** Экспериментальное исследование эффекта электровязкости при фильтрации минерализованной воды в пористых средах.....5-58
- Каневская Р.Д., Ершов Т.Б., Вольнов И.А.** Оценка перспектив доразработки Вятской площади Арланского месторождения на основе геолого-технологической модели.....3-40
- Каневская Р.Д., Ершов Т.Б., Комаров А.М.** Сравнение результатов разработки отложений нижнего карбона площадей Арланского месторождения.....8-68
- Кашик А.С., Билибин С.И., Ахалкин М.Ю., Клепацкий А.Р.** Оптимизация системы заводнения с технологией селективной изоляции и нейтрализации каналов быстрого транспорта воды...3-36
- Кириллов А.И.** Взаимосвязь коэффициента извлечения нефти и динамики основных технологических показателей разработки на примере Шингакульского месторождения.....3-73
- Кириллов А.И., Лозин Е.В., Зайнутдинов Р.С., Мурзагулов Г.Г., Дёмин С.А.** Оценка коэффициента вытеснения нефти водой для песчаников нижнего карбона Сухоязского месторождения лабораторно-статистическим методом.....8-63
- Козубовский А.Г., Промзелев И.О., Павлов Е.Н., Колесников С.В.** Влияние достоверности оценок свойств нефти на адекватность геолого-технологической модели месторождения.....1-79
- Колганов В.И., Фомина А.А., Дёмин С.В., Морозова А.Ю.** О «коварном» законе обводнения и нефтеотдачи карбонатных трещинно-поровых коллекторов.....1-66
- Корабельников А.И., Иванцов Н.Н., Гринченко А.А., Волков В.В., Сельский А.А.** Современные подходы к решению задач разработки Русского месторождения.....12-46
- Костюченко С.В., Бордзиловский А.С., Колягин А.Г., Есаулов А.О., Тюнькин А.И.** Методика уточнения структур геолого-технологических моделей по результатам трассерных и гидродинамических исследований.....5-54
- Крекнин С.Г., Шакуров Р.Р., Терентьев В.Л.** Оптимизация контроля разработки Губкинского месторождения средствами гидродинамических исследований скважин.....6-108
- Куванышев У.П.** Принцип рациональности или оптимальности?.....2-66
- Кудряшов С.И., Сергейчев А.В., Середа И.А., Тимонов А.В., Загуренко Т.Г.** Технология управления заводнением на месторождениях в ОАО «НК «Роснефть».....11-20
- Кузьмина С.С., Филиндаш С.В., Родионов Е.И., Хамитов О.Б.** Комплексный подход к планированию и проведению бурения боковых стволов в ООО «РН-Юганскнефтегаз».....11-28

Кутырев Е.Ф. О фазовых равновесиях в системе порода – связанная вода – нефть в процессе безводной эксплуатации 1-71	Сыртланов В.Р., Майсюк Д.М., Лебедева Е.В. Опыт применения гидродинамического моделирования при мониторинге разработки месторождений..... 2-54
Кханг Н.Т., Велиев М.М., Керимов К.С., Карапетов А.К. Увеличение нефтеотдачи залежи фундамента месторождения Белый Тигр 5-48	Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Фаткуллин Р.Х., Юсупов И.Г. Повышение эффективности строительства скважин на поздней стадии разработки нефтяных месторождений Татарстана 8-60
Лебединец Н.П. К вопросу разработки Вятской площади Арланского месторождения 11-108	Федорова А.Ф., Сафронов А.Ф., Шиц Е.Ю., Портнягин А.С. Исследование совместимости пластовой воды Иреляхского газонефтяного месторождения с агентами поддержания пластового давления 1-82
Лебединец Н.П., Васильев И.П. Некоторые аспекты оценки и разработки нефтяных месторождений 6-102	Хайдар А.М., Борисов Г.А., Горин А.Н., Латыпов И.Д. Анализ и классификация причин преждевременных остановок закачки при проведении гидравлического разрыва пластов 11-38
Лисовский Н.Н., Бриллиант Л.С., Шубин А.С., Антипин М.А., Десятков А.П. Структурный анализ как метод локализации запасов нефти на поздней стадии разработки месторождений..... 3-49	Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Морозов П.Е., Абдуллин А.И., Хисамов Р.С., Ахметов Н.З. Оценка состояния призабойной зоны вертикальной скважины в трещиновато-пористом пласте..... 11-110
Лисовский Н.Н., Иванова М.М., Базив В.Ф., Малюгин В.М. Совершенствование разработки нефтяных месторождений на завершающей стадии 3-22	Халимов Э.М. Проект разработки: план действий или прогноз?..... 4-44
Лозин Е.В. Еще раз о форсированном отборе жидкости 4-48	Хасанов М.М., Антоненко Д.А., Загуренко А.Г. Системная работа по повышению нефтеотдачи на месторождениях НК «Роснефть»..... 3-26
Лозин Е.В. О динамике среднего коэффициента извлечения нефти при разработке нефтяных месторождений..... 3-80	Хатмуллин И.Ф., Мухамедшин Р.К., Костригин И.В., Кузин И.Г. Адаптивная схема расчета карт изобар 10-62
Лукьянов Ю.В., Шувалов А.В., Сулейманов А.А., Пияков Г.Н. Лабораторное обоснование параметров вытеснения нефти при водогазовом воздействии на карбонатные коллекторы 12-63	Хисамов Р.С. Новые технологии разработки и эксплуатации многопластовых месторождений 12-43
Мандрик И.Э. Развитие научно-методических и технологических основ нефтеизвлечения 9-96	Хисамов Р.С., Абдулмизитов Р.Г., Владимиров А.Б. Исследования зависимости периодического характера изменения пластового давления от воздействия лунно-солнечных приливных сил 10-52
Мигунова С.В., Мухаметшин В.Г. Результаты моделирования технологии водогазового воздействия 8-75	Хисамов Р.С., Евдокимов А.М., Абдулмизитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Мусин Р.А. Геолого-промысловое обоснование внедрения одновременно-раздельной эксплуатации пластов 7-50
Мосунов А.Ю., Лазарев И.С., Потапов Г.А., Шамгунов Р.Н., Байрамов В.Р. О выработке запасов нефти из пластов с резко выраженной проницаемостью неоднородностью коллекторов 5-34	Хисамов Р.С., Султанов А.С., Ибатуллин Р.Р., Абдулмизитов Р.Г. Стабилизация добычи нефти на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения 7-44
Муслимов Р.Х. Методы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии 3-30	Хисамов Р.С., Фролов А.И., Ибатуллин Р.Р., Абдулмизитов Р.Г., Зарипов А.Т. Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на Ашальчинском месторождении..... 7-47
Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Нуртдинов Н.Р., Ибрагимова Л.Г., Глушенкова М.В., Базаревская В.Г. Разработка программного продукта по геолого-экономической оценке нефтяных месторождений 10-58	Шувалов А.В., Сулейманов А.А., Русских К.Г., Мурзагулова Д.Р., Спицына А.М. Лабораторные исследования и опыт применения полимер-гелевой системы на месторождениях Башкортостана 5-51
ОАО «Боровичский комбинат огнеупоров» – ведущий поставщик высококачественных пропантов 5-60	Язьков А.В., Розбаева Г.Л., Поспелова Т.А., Язьков А.В., Натеганов А.А. Комплексный подход к вводу в разработку Сузунского месторождения 12-50
Павлов Е.Н., Ибрагимова Р.К. Опыт гидродинамического моделирования на примере Шушминского месторождения Урайского района..... 10-55	
Сафин С.Г. Моделирование изменения фазовых проницаемостей пластовых флюидов в коллекторах с неоднородным и пониженным нефтенасыщением 11-106	
Сафин С.Г. Особенности разработки недонасыщенных нефтью залежей..... 4-52	
Свалов А.М. Влияние деформации породы в призабойных зонах скважин на вид индикаторных кривых 2-63	
Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Горобец Е.А. Особенности проведения работ по ограничению водопритоков в скважинах Самотлорского месторождения..... 2-60	
Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Горобец Е.А. Результаты применения физико-химических технологий обработки призабойных зон добывающих скважин на Самотлорском месторождении..... 3-70	
Степанов С.В. Численное исследование влияния капиллярного давления и сжимаемости на динамику обводненности скважины 8-72	
Степанова Г.С., Михайлов Д.Н. Обоснование технологии водогазового воздействия, основанной на эффекте пенообразования..... 3-76	
Султанов А.С., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий при разработке месторождений высоковязкой нефти..... 7-54	
	Стандартизация и техническое регулирование
	Аксютин О.Е. Разработка стандартов системы управления окружающей средой ООО «Кавказтрансгаз» 1-98
	Андреева Н.Н., Кольцов В.А. Проблемы технического регулирования в свете новой редакции Федерального закона «О техническом регулировании» 3-54
	Гаспарянц Р.С. Обеспечение надежности и безопасности магистральных нефтепроводов на стадии проектирования 1-96
	Гаспарянц Р.С. Оценка технического состояния объектов трубопроводного транспорта нефти 2-101
	Лукин К. Общемировые стандарты и специфические особенности современного компрессоростроения для нефтегазовой отрасли 5-81

Низамов К.Р., Баймухаметов М.К., Мурзагильдин З.Г., Ярополова Е.А., Фролов В.А. Разделение нефтей на виды по ГОСТ Р 51858-2002 для поставки потребителям Российской Федерации и на экспорт2-98

Шмелева Д.Н. Проблемы технического регулирования в области разработки месторождений нефти и газа9-74

Освоение шельфа

Безродный Ю.Г., Векилов Э.Х. Проблемы и пути защиты морской среды в условиях интенсификации хозяйственного освоения Каспия6-70

Бондаренко Г.Е., Кондратьев А.А., Свистельников А.Г. Оценка ресурсной базы участков недр шельфа вероятностным методом6-10

Бучнев П. Флагманский проект6-45

Васильев В.А., Иванов А.Н. Особенности заводнения залежи фундамента месторождения Белый Тигр2-68

Векилов Э.Х., Полонский Ю.М. Современные проблемы природоохранного менеджмента на примере Каспийского моря6-68

Вершовский В.Г., Иванов А.Н., Щекин А.И. Принципы и практика разработки шельфовых месторождений с применением избирательного заводнения12-70

Вовк В.С. Перспективы освоения нефтегазовых ресурсов Западно-Ямальского шельфа6-38

Гайдук В.В., Галактионов Н.М., Губарев М.В., Прошляков С.Л., Мясоедов Н.К., Митюков А.В. Методика прогноза коллекторов Туапсинского прогиба (Черное море)6-24

Гайдук В.В., Губарев М.В., Прошляков С.Л., Дердуга А.В., Лавров А.И., Моллаев З.Х. Перспективы нефтегазоносности шельфа Азовского моря6-26

Горшенев В.С., Соболев М.А., Вершовский В.Г., Иванов А.Н., Щекин А.И. Особенности разработки залежи нефти в фундаменте месторождения Белый Тигр6-32

Дмитриевский А.Н., Караганов В.В., Кульпин Л.Г., Симонов Ю.А. Шельф России в перспективе добычи углеводородов до 2030 года6-4

Дмитриевский А.Н., Максимов В.М., Кульпин Л.Г. Риски и безопасность природно-техногенных объектов морской добычи на шельфе Арктики6-62

Евдошенко Ю.В. Из истории управления разведкой и разработкой морских месторождений нефти и газа в СССР6-75

Запывалов Н.П. Морская нефть – новая веха в истории человечества6-54

Игнатьев И.В. Сахалин превращается в новую мировую нефтегазовую провинцию6-42

Коблов Э.Г., Бычков А.В., Ткачева Н.А., Харахинов А.В. Перспективы поисков крупных и уникальных месторождений нефти и газа на шельфе Охотского моря6-20

Коблов Э.Г., Харахинов А.В., Ткачева Н.А. Освоение нетрадиционных объектов нефтепоисковых работ – один из главных резервов роста ресурсной базы шельфа Сахалина8-48

Лукин К. Оборудование «Атлас Копко» и освоение шельфа6-60

Мандрик И.Э., Минликаев В.З., Сомов В.Ф., Делия С.В., Перминова Н.Н., Крист Т.М. Совершенствование технологии освоения и разработки месторождения им. Ю. Корчагина с трудноизвлекаемыми запасами нефти8-52

Никифоров С.П., Поломошнов А.М., Хаустерманс Л., Бланше Д., Ли Дж. Комплексная программа инженерных изысканий на лицензионных участках «Сахалин-4» и «Сахалин-5»6-14

ОАО «ЛУКОЙЛ» на шельфе Аральского моря6-46

Славкина М.В. Первые в море6-79

Тонг Кань Шон, Ахмадеев А.Г., Ле Динь Хое, Иванов С.А. Транспортировка высокопарафинистых нефтей на шельфовых месторождениях СП «Вьетсовпетро»6-34

Чумаков Д.С. Состояние и перспективы международного энергетического сотрудничества в Арктике6-51

Энергетические ресурсы и окружающая среда Арктики: поиск компромисса6-48

Техника и технология добычи нефти

Амерханов М.И., Ибатуллин Р.Р., Рахимова Ш.Г., Ибрагимов Н.Г., Хисамов Р.С., Фролов А.И. Методы управления парогравитационным воздействием с помощью двухуступевых скважин7-64

Аникин В.С., Аникин В.В. Технология добычи и переработки нефти с гидродинамическим ультразвуковым депарафинизатором насосно-компрессорных труб11-120

Ануфриев Ю.А., Рябухин А.Д., Спектор И.Б. О целесообразности применения трубных конструкций, собранных в заводских условиях, при строительстве насосных перекачивающих станций и компрессорных станций11-124

Афанасьев И.С., Пасынков А.Г., Худяков Д.Л., Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И. Одновременно-раздельная эксплуатация многопластовых скважин. Создание «интеллектуальной скважины»11-66

Бакраев М.М. Геолого-промысловые особенности объекта для применения совмещенной технологии повышения нефтеотдачи и создания подземного хранилища газа3-88

Басос Г.Ю., Валовский К.В., Осипова Л.В., Брагин Д.В., Логинов 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»8-82

Вахитов Т.М., Камалетдинова Р.М., Емалетдинова Л.Д., Судаков А.С., Каргапольцева Т.А., Шувалов А.В. Разработка и внедрение новых тампонажных составов и технологий ремонтных работ на месторождениях ОАО «АНК «Башнефть»4-61

Гуськова И.А., Гильманова Д.Р., Тронов В.П. Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений в различных технологических элементах нефтедобывающей системы3-86

Даниэлян Ю.С., Шевелёва Д.В. Численное моделирование температуры нефти в скважине и зоны оттаивания окружающих многолетнемерзлых пород2-78

Дияров И.Н., Башкирцева Н.Ю., Ковальчук О.А., Хазимуратов Р.Х. Модифицированная технология на основе структурированной мицеллярной системы для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти4-68

Долгов Д.В., Рыбаков А.Д. О целесообразности и проблемах применения технологии импульсного электровоздействия на пласты через высокодебитные скважины2-82

Дыбленко В.П., Туфанов И.А., Очковский А.П., Лукьянов Ю.В., Имамов Р.З., Хакимов Ф.Ш., Хисамов Р.С., Хуррямов А.М., Баянов В.М. Освоение скважин на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами с использованием комплекса волновых технологий11-112

Загуренко А.Г., Коротовских В.А., Колесников А.А., Тимонов А.В., Кардымон Д.В. Технично-экономическая оптимизация дизайна гидроразрыва пласта11-54

Ивановский В.Н. Анализ перспектив развития центробежных насосных установок для добычи нефти4-64

Ковалев А.Ф., Шакиров Р.А., Лиховол Г.Д. Анализ кривых давления, получаемых в процессе вторичного вскрытия пласта перфорацией2-76

Конопля Д.В. Возможность планирования работ по выводу скважины на режим.....	7-114
Королев К.Б., Силкина Т.Н., Воронков А.А., Слабещкий А.А., Комаров В.С. Рациональный подход к проведению гидродинамических исследований скважин.....	12-74
Крейнин Е.В. Новая термическая технология добычи вязких нефтей.....	2-73
Кузьмичев А.Д., Иванов А.Н., Нгуен Ван Кань Развитие технологии периодического газлифта в СП «Вьетсовпетро».....	4-74
Курамшин Ю.Р., Габдрахманов М.Г., Рыжиков А.И., Чудин В.И., Ушков П.В., Жилыев О.В. Измерительная установка «СПЕКТР».....	5-67
Медведев А.Д., Сабитов С.С., Садивский С.Я. Применение комбинированной технологии обработки скважин композицией на основе соляной кислоты и реагента ПАК.....	1-94
Меркулов А.А. Импульсные технологии интенсификации и гидроразрыв пласта (часть II).....	1-86
Мешков В.М., Шубенок Д.С. Оценка эффективности гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на основе термогидродинамических исследований.....	7-110
Мухаметшин В.Х. Новое устройство для дозированной подачи реагента на забой скважины.....	12-78
Пасынков А.Г., Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И. Селективная изоляция водопритоков при разработке многопластовых месторождений.....	5-64
Перовский К.В., Силкина Т.Н., Марунченко Е.И., Воронков А.А. Повышение точности акустических замеров уровня жидкости в скважинах с использованием корреляционных зависимостей скорости звука.....	4-58
Подымов Е.Д. Совершенствование методики оценки результатов применения технологий увеличения нефтеизвлечения.....	7-66
Рагулин В.В., Волошин А.И., Ганиев И.М., Михайлов А.Г., Маркелов Д.В. Перспективная технология предупреждения солеотложения в добывающих скважинах.....	11-62
Рахманов Р.М., Исмагилов Ф.З., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Влияние соседних пластов на появление осложнений при гидравлическом разрыве пласта.....	2-70
Савин С.А., Щергин С.Г., Кузнецов А.С. Исследование влияния различных факторов на работоспособность подъемных установок.....	11-118
Скородиевский В.Г., Шурыгин М.Н., Яковенко В.И., Скородиевская Л.А. Решение проблемы ограничения водопритоков в скважинах с подошвенным залеганием воды.....	3-82
Скурихин В.В., Мигаль В.П. Выбор проппанта: критерии отбора.....	1-90
Судеев И.В., Тимонов А.В., Гук В.Ю., Асмандияров Р.Н. Факторный анализ изменения добычи новых скважин с использованием метода нестационарного узлового анализа.....	11-58
Тетерин С.А., Бакиров А.И. Предотвращение гидратообразования в скважинах, оборудованных скважинными штанговыми насосами.....	9-102
Тимонов А.В., Шустров О.А., Соколов С.В., Коротовских В.А. Техничко-экономический подход к планированию мероприятий по интенсификации добычи нефти.....	11-51
Фунг Ван Хай, Шамаев Г.А. Выбор эмульсии для проведения обработок призабойной зоны пласта нижнего олигоценца месторождения Белый Тигр.....	8-88
Хасанов М.М., Семенов А.А., Пашали А.А., Хабибуллин Р.А. Подход к выбору оптимального способа эксплуатации скважин на примере Ванкорского месторождения.....	11-46
Шакрисламов А.Г., Антипин Ю.В., Гильмутдинов Б.Р., Яркеева Н.Р. Влияние искривленности ствола и геохимических процессов в пластах на срок службы скважин.....	6-112
Шигапова Р.Б., Тронов В.П. Влияние конструкции глубинных насосов на состояние эмульсии, поступающей от забоя скважины на устье.....	9-100
Нефтепромысловое оборудование	
Альтшуллер М.И. Опыт разработки и внедрения систем плавного пуска высоковольтных электродвигателей переменного тока.....	11-134
Балака Н.Н., Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А. О возможности применения лабиринтно-винтовых насосов для добычи нефти.....	5-70
Валеев М.Д., Газаров А.Г., Масенкин В.А., Немков А.Н., Миннахмедов Т.М. Разработка и результаты испытаний оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин с установками электроцентробежных насосов.....	2-86
Гумеров А.Г., Абдуллин Л.Р. Накладной элемент с отбортованными патрубками.....	2-89
Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Абдуллин Л.Р. Оценка напряженного и предельного состояний элементов оборудования с эксплуатационными несплошностями.....	1-102
Додулад Э.И., Додулад О.И. Совершенствование пробоотборника с помощью теории решения изобретательских задач.....	12-88
Зотов А.Н., Шайдаков В.В., Имаева Э.Ш., Гарифуллин И.Ш., Уметбаев В.В., Апыткаев Г.А. Колебательные процессы в системе установка электроцентробежных насосов – капиллярный трубопровод с грузом.....	3-92
Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г., Ахметвалиев Р.Н., Гарифов К.М., Кадыров А.Х. Новые технические средства одновременно-раздельной эксплуатации, разработанные в ОАО «Татнефть».....	7-79
Кадыров Р.Р., Ахметшин Р.М., Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Хасанова Д.К., Андреев В.А. Технологии ремонтно-изоляционных работ с применением колтюбинга.....	7-76
Климов В.А., Валовский К.В., Валовский В.М., Ахмадиев Н.А., Трусов П.В., Швейкин А.И., Дюжиков А.Е. Возможность снижения эксплуатационных затрат на добычу нефти за счет комплексного использования средств диагностики и нетрадиционных методов ремонта насосных штанг.....	7-70
Кускова М.А. Гидравлические характеристики перистальтических насосов.....	1-104
Махмутов И.Х., Габдуллин Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Асадуллин М.Ф. Экспресс-методы ремонта скважин.....	7-73
Морозов Е.М., Галлямов А.М., Садыков Р.В. Оценка влияния локальных повреждений на несущую способность труб по критериям механики контактного разрушения.....	4-78
Пындак В.И. Современные поршни для буровых и нефтепромысловых насосов.....	2-92
Савин С.А., Щергин С.Г., Кузнецов А.С. Методика формирования оборотных узлов и механизмов подъемных установок.....	12-81
Слободкина Ф.А., Малинин В.В., Шигапова Д.Ю., Краснов В.А. Исследование режимов течения флюида в ступени центробежного насоса с применением методов математического моделирования.....	11-86
Тяпов О.А., Гарифуллин А.Р., Басов С.Г., Ханжин В.Г. Современные системы управления погружными электронасосами при периодических режимах эксплуатации скважин.....	2-94

Шайдаков В.В., Зотов А.Н., Гарифуллин И.Ш., Уметбаев В.В., Аптыкаев Г.А. Повышение надежности работы установки электроцентробежного насоса с капиллярным трубопроводом 1-100

Язьков А.В. Особенности теплообмена погружного электродвигателя с жидкостным потоком в условиях выноса механической примеси 12-84

Янтурин Р.А., Шаисламов Ш.Г., Янтурин А.Ш. О методах расчета штанг на прочность и соответствии их условиям эксплуатации 4-80

Транспорт и подготовка нефти

Аслямов И.Р., Копылов А.Ю., Мазгаров А.М., Вильданов А.Ф., Хрущева И.К., Аюпова Н.Р. Новая технология промышленной очистки нефти от сероводорода 12-93

Баймухаметов М.К., Муринов К.Ю., Ярополова Е.А. Определение содержания хлористых солей в нефти, обработанной нейтрализаторами сероводорода и меркаптанов 5-76

Зайцева О.В., Кленова Н.А. Микробиологическая коррозия нефтегазовых трубопроводов и легирование стали для борьбы с ней 4-92

Кабанов В.И., Сорока С.В. Объемный способ градуировки стальных горизонтальных резервуаров 6-118

Мухамадиев А.А., Нотов С.В. Результаты опытно-промышленных испытаний деэмульгатора «Алкиокс-516» на объектах ОАО «Самотлорнефтегаз» 5-74

Небогина Н.А., Прозорова И.В., Юдина Н.В. Влияние содержания воды в нефти на формирование и реологические свойства водонефтяных эмульсий 12-90

Сахабутдинов Р.З., Космачёва Т.Ф., Судыкин С.Н., Исмагилов И.Х., Губайдулин Ф.Р. Методы подготовки сверхвязких нефтей месторождений ОАО «Татнефть» 7-86

Сахабутдинов Р.З., Шаталов А.Н., Гарифуллин Р.М., Шипилов Д.Д., Мухаметгалеев Р.Р. Технологии очистки нефти от сероводорода 7-82

Соколов С.М. Разработка методики расчета подъема трубопровода при ремонтных работах без вскрытия траншеи 6-116

Тарасов М.Ю., Зырянов А.Б. Предварительная оценка технологических параметров подготовки нефти на основе классификации нефтей по эмульсионности 9-105

Торопов К.В., Павлов В.А., Суртаев В.Н., Карапетян А.О. Выбор оптимального давления на первой ступени сепарации ... 11-90

Проектирование обустройства месторождений

Бондарук А.М., Гоц С.С., Ямалетдинова К.Ш., Фахретдинов И.Р., Оточин В.П., Суяргулова А.З., Гареев Р.Ю., Халадов А.Ш., Саляхов В.В. Моделирование процессов управления накоплением жидкости в очистных сооружениях 9-94

Галкин О.А., Напрюшкин А.А., Повалкович Н.А. Интеграция САПР и ГИС технологий для автоматизации генерального планирования обустройства месторождений 10-122

Кушманов П.В., Шешукова Г.Н., Соснин В.Г. Проектирование схем размещения устьев скважин на месторождении на основе модели местности 4-84

Матвеев В.Е. Методика расчета подачи воды для майны плавучих насосных станций 1-110

Павлов В.А., Антоненко Д.А., Суртаев В.Н., Севастьянова К.К. Анализ пропускной способности наземных трубопроводов и НКТ с использованием интегрированной модели месторождения 11-76

Соколов С.М. Разработка классификации торфяных оснований для оптимизации процесса прокладки промысловых трубопроводов 4-88

Соколов С.М. Исследование сопротивления торфяного грунта засыпки вертикальным перемещениям трубопровода при применении геотекстильных материалов 5-78

Соколов С.М. Многолетнемерзлые грунты в качестве основания промысловых трубопроводов 10-126

Соколов С.М. Тепловой расчет трубопроводов, проложенных в насыпи автомобильной дороги 8-90

Соколов С.М., Стрекопытов С.К., Тукаев Ш.Г. Проблемы строительства нефтегазовых объектов крупными блоками 3-94

Хасанов М.М., Суртаев В.Н., Тарасов П.А., Торопов К.В., Павлов В.А. Системно-структурированный подход к проектированию 11-71

Рациональное использование нефтяного газа

Валько И., Тохиди Б., Азаринежат Р., Глазков О. Концепция HYDRAFLOW: новый подход к утилизации газа на российских месторождениях 11-93

Обмен производственным опытом

Кожобеков С.С., Дидух А.Г. Влияние температуры термообработки и скорости охлаждения на процессы структурообразования и реологическое поведение парафинистой нефти 7-118

Медведев А.Д., Утегенов М.М., Дусипов Б.Б., Сабитов С.С. Обеспечение коррозионной безопасности технологического оборудования блока 1500 Жанажольского газоперерабатывающего завода 3-104

Трубопроводный транспорт нефти

Борисов В.Б., Сериков А.В. Изоляция стыков трубопроводов в трассовых условиях: проблемы и решения 5-84

Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С., Худякова Л.П. Влияние сероводородсодержащей нефти на эксплуатационные характеристики металла трубопроводов 4-100

Димов Л.А. Строительство нефтепроводов на многолетнемерзлых грунтах в южной части криолитозоны Центральной и Восточной Сибири 2-104

Кускова М.А., Лурье М.В. Самоперекачивающие трубопроводы 8-96

Смирнов О.В. Исследование свойств материала нефтегазопроводов по твердости с малой нагрузкой 12-96

Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Лысяный К.К. Расчет прочностных характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС по результатам испытаний 4-102

Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л., Невелев Я.П., Лысяный К.К. Исследование механических характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепроводов 3-98

Хажиев Р.Х. Исследование полной диаграммы испытаний труб 2-107

Хажиев Р.Х. Оценка эффективности испытания труб магистральных нефтепродуктопроводов 1-108

Якимов В.Н., Шустик Н.В. Проектирование и реализация автоматизированной информационной системы контроля инспекционных снарядов в процессе очистки и диагностики магистральных нефтепроводов 9-108

Энергообеспечение

Токтайло В.В., Перов Н.В. Использование энергоэффективных и ресурсосберегающих технологий в энергообеспечении объектов нефтегазовой отрасли 5-86

Абрамович Б.Н., Сычев Ю.А., Медведев А.В., Старостин В.В., Аболемов Е.Н., Полищук В.В.
 Коррекция коэффициента мощности в сетях нефтепромыслов с помощью активного фильтра **5-88**

Информационные технологии

«ИТ-ЛИДЕР»: Информационные технологии для повышения эффективности бизнеса в ключевых сегментах экономики..... **11-132**

Абдулмизитов Р.Г., Саттаров Р.З. Анализ автоматизированной интерпретации геофизических и промысловых исследований с использованием программы PROMGEO **10-94**

Аверьянов А.В., Виноградов В.В. Разработка информационной системы «Контроль транспортных средств» на основе спутниковой навигации в ОАО «Сургутнефтегаз» **10-107**

Будущее – в беспроводных технологиях (интервью с Т. Тошковым, региональным директором Honeywell Process Solutions по Восточной Европе)..... **11-130**

Гаспарянец Р.С. Автоматизированная система формирования отраслевого информационного фонда в области магистрального нефтепроводного транспорта **1-112**

Дьяконова Н.С., Суржиков И.А., Никифоров М.А. Новые телекоммуникационные подходы для развития предприятий нефтегазового сектора **10-116**

Елин Н.Н., Бардин А.В., Загинайко Д.В., Попов А.П. Программный комплекс OIS PIPE для мониторинга и оптимизации систем сбора газа месторождений различных типов **5-95**

Загурский С., Фуников М., Орешкин А. Управление файлами в среде TDMS **5-103**

Зейбот Р.Р., Заединов Р.В., Шуткин Н.Н. Вертикально-интегрированные ИТ-решения для нефтегазовой отрасли **5-106**

Зуб В.А., Волков Ю.В. Моделирование при выполнении проектных работ по созданию и модернизации автоматизированных систем управления технологическими процессами..... **10-97**

Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Афанасьева Л.А., Пономарь О.П., Белоус В.Б. Информационное обеспечение промыслово-геофизического контроля в компании «Газпром нефть» **10-78**

Колесников А.О., Рефлов В.А. Методология внедрения и использования систем согласования данных на нефтеперерабатывающем предприятии..... **6-120**

Кольцов А.Х., Климкин О.Г., Пакулов С.А. Построение системы управления материальными потоками ОАО «Сургутнефтегаз» на базе информационных систем **4-96**

Кульга К.С. Автоматизация технической подготовки и управления дискретным производством на основе PLM-системы **8-92**

Кульга К.С. Особенности внедрения на машиностроительных предприятиях CAD/CAM/PDM/CAE/PLM и ERP-систем и методы их интеграции **2-112**

Куцевич Н.А., Любашин А.Н., Ханьгин А.Н. Автоматизированное управление энергообеспечением промышленного предприятия на основе систем технического учета энергоресурсов..... **10-112**

Лехтцинд В.В. Типовое решение «Техническое обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования» на платформе SAP ERP **10-119**

Марарескул С.И., Тютяев Е.А. Теория конечных автоматов и бинарные деревья в методе формального проектирования и описания алгоритма дискретного управления..... **10-86**

Низаев Р.Х., Рамазанов Р.Г., Хамидуллина А.Н., Файзуллин И.Н., Сулейманов А.Я. Использование моделирования для анализа вариантов совершенствования системы разработки Абдрахмановской площади..... **7-90**

Орельяна И. Model Studio CS Трубопроводы..... **6-123**

Павленко А.В., Смирнов Р.В. Автоматизация бизнес-процессов планирования научно-технической деятельности в компаниях нефтегазовой отрасли..... **10-84**

«Парма-Телеком» – совершенствуем методы и технологии **10-118**

Першин О.Ю., Соркин Л.Р. Интегрированный центр сбора информации и управления производством на нефтяных месторождениях **5-99**

Повалкович Н.А., Мурунтаев А.А., Ковин М.В. Опыт использования современных САПР и ГИС-технологий при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений **11-82**

Подоприхин Р.В., Григорьев А.В., Герасимова С.Г. Геоэкономическое моделирование как основа эффективного функционирования нефтегазового комплекса..... **5-108**

Прохоров А.А. Электронные фонды пользования технологической документацией для трубопроводного транспорта **10-92**

Прохоров А.А. Электронный архив геолого-геофизических данных **12-98**

Пушкарев М.А., Тютяев Е.А. Опыт проектирования автоматизированных систем управления и безопасности объектов обустройства нефтегазовых месторождений..... **10-110**

Романов Д.А. Некоторые подходы к расчету экономической эффективности систем электронного документооборота **11-127**

Системы автоматизированного проектирования для нефтегазовой отрасли (интервью с Д. Токаревым) **10-104**

Современные стандарты сканирования для САПР, ГИС и Graphic Art **5-110**

Федоров М.С. Комплексное решение для нефтегазовой отрасли компании **10-102**

Bentley Systems **10-102**

Югай В.М., Мохорт И.А., Семикин В.Ю. Состояние и перспективы развития информационно-управляющей системы объектов транспорта газа **5-92**

Экологическая и промышленная безопасность

Водопьянов В.В., Кирева Н.А., Онегова Т.С. Оптимизация биологической очистки нефтезагрязненных почв с использованием математической модели **4-108**

Гареев Р.М., Мишанина О.Е., Хисамутдинова Е.В. Воздействие поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения на окружающую среду..... **7-92**

Голодяев Г.П. Эколого-микробиологические основы санации нефтезагрязненных почв морских побережий юга Дальнего Востока **1-114**

Заурбеков Ш.Ш., Уздиева Н.С. Самовосстановление растительного покрова на нефтезагрязненных участках на примере Старогрозненского месторождения **5-112**

Миннигалимов Р.З., Нафикова Р.А. Совершенствование технологии переработки нефтяных шламов **4-105**

Путов В.Ф. Природоохранные аспекты поиска и оценки месторождений континентального шельфа дальневосточных морей России **8-100**

Садов А.П., Кречетов П.П., Варущенко С.С. Экологические проблемы промыслов по добыче углеводородного сырья..... **12-116**

Семченкова Д.Н., Растоскуев В.В., Абдрахманов Н.Х., Колобов Н.С. Комплексная экспресс-оценка экологических рисков в нефтяной промышленности **8-104**

Ситенков В.Т. Распределение горючего газа в облаке при аварийном выбросе **8-106**

Информация

37-я конференция ИТ-специалистов.....	12-108
Autodesk презентовал новую линейку продуктов 2009 на ежегодной пресс-конференции	4-116
В Москве прошла девятая конференция Microsoft «Платформа 2008. Определяя будущее»	1-117
Выставка «Нефтегаз»: вступая в четвертое десятилетие.....	7-122
Геология , разработка и эксплуатация нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами	4-115
Государство заинтересовалось нефтегазовым сервисом.....	4-114
Джордж Чилингар – Почетный профессор РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина	5-120
Интервью с зам. генерального директора ЗАО «Экспоцентр» М.П. Толкачевым	7-123
Конкурс на лучший дипломный проект выпускников РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина	8-109
Мариненков Д.В. Наша конференция стала взрослее еще на один год!	5-116
На повестке дня – охрана труда и промышленная безопасность в нефтегазовой отрасли.....	9-117
«Нефтяное хозяйство» возвращается в Грозный	3-120
О будущем времени столь же серьезно, как о настоящем и прошлом. Интервью с руководителем Музея ОАО «НК «Роснефть» Н.А. Никишиным.....	11-98
ОАО «Центральная геофизическая экспедиция»	4-112
Образование – залог стабильности (интервью с Ш.Ш. Заурбековым и И.Г. Гайрабековым).....	3-109
Открытие Учебно-технического центра «СамГТУ – Везерфорд»	10-134
По итогам XIX Мирового нефтяного конгресса.....	7-126
Повышение нефтегазоотдачи пластов и интенсификация добычи нефти и газа	8-110
Смотр научных достижений Чеченской Республики	3-108
Современный комплекс аппаратуры и технологий для заканчивания скважин	3-106
Специалисты группы компаний «АСУпроект» обсудили перспективы развития	5-118
Традиционная встреча пользователей программного обеспечения компании ROXAR	12-106
Третий съезд Научно-технического общества нефтяников и газовиков им. акад. И.М. Губкина	1-116
Фазлыев Р.Т. К вопросу о происхождении нефти (рецензия на вышедшую книгу)	12-120

Поздравляем юбиляра

Арешеву Евгению Георгиевичу – 70 лет!.....	9-112
Вахитову Гаделю Галяутдиновичу – 80 лет!	12-115
Гольдману Ефиму Ароновичу – 60 лет!.....	8-113
Григорьеву Михаилу Николаевичу – 50 лет!.....	2-37
Донгаряну Шагену Сааковичу – 80 лет!.....	9-113
Кагану Якову Михайловичу – 75 лет!.....	12-114
Кашику Алексею Сергеевичу – 70 лет!	4-112
Кочневу Александру Вячеславовичу – 60 лет!	7-133
Кравцову Юрию Васильевичу – 60 лет!.....	9-113
Кузнецову Олегу Леонидовичу – 70 лет!	8-112
Кульпину Леониду Григорьевичу – 70 лет!	7-133
Миронову Сергею Дмитриевичу – 55 лет!.....	6-126
Осадчуку Евгению Ивановичу – 75 лет!.....	2-120
Отту Виктору Иоганесовичу – 60 лет!	8-114
Павлову Владимиру Павловичу – 75 лет!.....	6-126
Патеру Василию Петровичу – 75 лет!.....	1-109
Ровнину Льву Ивановичу – 80 лет!	11-119
Чоловскому Игорю Павловичу – 80 лет!.....	1-85

Из истории развития нефтяной промышленности

Галкин А.И. Выдающийся геолог-нефтяник Казимир Петрович Калицкий.....	3-115
Галкин А.И. Геолог-нефтяник Н.А. Кудрявцев	10-132
Гарушев А.Р. Из истории термических методов добычи нефти (к 75-летию первых опытно-промышленных работ по термическим методам добычи нефти).....	7-134
Иголкин А.А. Нефтяная промышленность СССР в 1944 - 1945 гг.	4-117
Матвейчук А.А. Нефтяная составляющая Устава Горного 1893 года	9-114
Научные отчеты В.Н. Щелкачева в самарском архиве	7-137

Памяти выдающегося нефтяника

Богачев Борис Алексеевич (1920 – 2008)	3-114
Буслаев Виктор Федорович	12-105
Винницкий Макс Михайлович	1-103
Виноградов Владимир Николаевич (К 85-летию со дня рождения)	2-117
Выдающийся ученый и талантливый педагог Александр Александрович Бакиров (к 100-летию со дня рождения).....	3-112
Евсеев Михаил Андрианович (К 100-летию со дня рождения)	2-116
Иголкин Александр Алексеевич (1951–2008).....	8-108
Кузнецов Лев Михайлович (1928 – 2006).....	7-139
Лещинец Илья Иванович (1933 – 2002).....	7-139
Мальцев Николай Алексеевич (к 80-летию со дня рождения).....	3-113
Некрасов Михаил Лукьянович (1929 – 2008)	3-114
Раковский Нафтула Лейбович (1928–1986)	8-108
Рустамбеков Тофик Фатуллаевич	12-104
Саркисянц Борис Рубенович (1930 – 2008)	11-139
Страна простилась с Николаем Константиновичем Байбаковым	4-4
Сургучев Михаил Леонтьевич (1928 – 1991)	11-138
Тимонин Виталий Иосифович (1927 – 2008)	9-118
Хоботько Виктор Иосифович (1928 – 2003).....	11-139
Щербюк Николай Давыдович (1923 – 1999).....	9-118
Юбилейное заседание ЦКР Роснедра, посвященное памяти Юрия Владимировича Филановского-Зенкова	4-56

Нефтяная промышленность за рубежом

Байков Н.М. Зарубежный опыт внедрения методов увеличения нефтеотдачи	12-101
Байков Н.М. Капиталовложения в нефтегазовую отрасль разных стран на 2008 г.....	7-140
Байков Н.М. Перспективы развития альтернативных источников энергии в мире	2-118
Байков Н.М. Трансформация энергетической (нефтяной) политики США в период президентства Дж. Буша	10-128

Центральной комиссии по разработке – 45 лет

Базив В.Ф. ЦКР от Ромашкино и... ..	3-12
Блинов А.Ф. Работа ЦКР через призму проектов разработки Ромашкинского нефтяного месторождения	3-8
Жданов С.А. Коэффициент извлечения нефти – в центре внимания деятельности ЦКР Роснедра.....	3-18
Иванова М.М. ЦКР: история и достижения.....	3-4
Лысенко В.Д. 45 лет работы ЦКР. Ее главная цель – значительное увеличение нефтеотдачи пластов	3-16
С заседания Центральной комиссии по разработке Роснедра	3-20

БИБЛИОТЕКА НЕФТЯНОГО ИНЖИНИРИНГА ОАО «НК «Роснефть»

Геология для нефтяников
Отв. ред.: Н.А. Малышев, А.М. Никишин
Москва-Ижевск: ИКИ, 2008. - 360 стр. ISBN 978-5-93972-692-4

В книге, представляющей собой, по существу, учебное пособие, отражены современные научные представления о строении Земли, истории ее геологического развития, разнотипных и разномасштабных структурах земной коры. В ней также рассматриваются основные положения концепции тектоники литосферных плит. Особое внимание уделено геологии осадочных бассейнов и методам их изучения. Отдельно рассмотрены вопросы моделирования углеводородных систем. Большое внимание авторами уделено иллюстрированию текста с целью существенного облегчения его восприятия.

Книга предназначена как для научных и производственных специалистов геолого-геофизического профиля, так и для инженерно-технических работников нефтегазовой отрасли, менеджеров компаний, а также для студентов высших учебных заведений.

Книге присвоен гриф «Допущено Учебно-методическим советом по «Геологии» Учебно-методического объединения по классическому университетскому образованию РФ в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению 511000 «Геология».

**ГЕОЛОГИЯ
ДЛЯ НЕФТЯНИКОВ**



ИЗДАТЕЛЬСТВО
ИНТЕЛЛЕКТ

Современная нефтяная индустрия столкнулась со многими новыми проблемами, стоящими, в том числе, и перед нефтяными компаниями России. Две важнейшие среди них — эффективная добыча углеводородного сырья на уже выявленных месторождениях и грамотно организованный эффективный процесс поисков и разведки новых скоплений углеводородов, в том числе в геологически сложных и, как правило, еще недостаточно изученных перспективных регионах. Вне всякого сомнения одним из факторов успеха при решении данных проблем является высокая квалификация как специалистов в области геологии и геофизики, непосредственно участвующих в поисковых проектах, так и менеджеров различных уровней и разных специальностей, работающих в нефтегазовой отрасли.

Повышение квалификации менеджеров и специалистов компаний является важнейшей задачей, так как в условиях современной глобальной конкуренции только компании с высокопрофессиональными кадрами могут рассчитывать на постоянный и стабильный успех и достигать максимальной экономической эффективности в своей деятельности.

В последние годы в ОАО «НК «Роснефть» уделяется большое внимание технологическому обучению своих сотрудников, а также активному вовлечению в этот процесс и адаптации к реалиям нефтяного дела молодых специалистов и стажеров из числа студентов ведущих вузов нашей страны.

Настоящая книга изначально была задумана как учебное пособие по геологии и геофизике, рассчитанное не только на специалистов-геологов и геофизиков всех направлений, но и на менеджеров компаний различного уровня. Она подготовлена ведущими сотрудниками геологического факультета Московского государственного университета имени М. В. Ломоносова в творческом сотрудничестве со специалистами Корпоративного научно-технического центра ОАО «НК «Роснефть» на базе современных знаний и научно-методологических подходов. Авторы попытались сделать ее одинаково понятной специалистам с различным уровнем геологической и геофизической подготовки. Поэтому мы надеемся, что данная работа будет очень полезна более широкому кругу специалистов, в том числе и «негеологического» профиля, а также студентам и магистрантам высших учебных заведений.

Первый вице-президент ОАО «НК «Роснефть» С. И. Кудряшов

ВЫШЛИ В СВЕТ

М. Уоли, Л. Лейк. Первичные методы разработки месторождений углеводородов

Л.П. Дейк. Практический инжиниринг резервуаров

Л. Косентино. Системные подходы к изучению пластов

М. Экономидес, Р. Олини, П. Валько. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике

Дж. П. Брилл, Х. Мукерджи. Многофазный поток в скважинах

Р. Эрлагер мл. Гидродинамические методы исследования скважин

ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ

Б. Бижу-Дуваль. Седиментационная геология

Т. Эртекин, Дж. Абу-Кассем, Г. Кинг. Основы прикладного моделирования пластов

Дж. Фанчи. Моделирование фильтрационных потоков в пластах

О. Дюбрул. Геостатистика в нефтегазовой геологии

П. Роуз. Анализ рисков и управление нефтегазопроисковыми проектами

ИНТЕРЕСУЮЩИЕ ВАС КНИГИ МОЖНО ПРИОБРЕСТИ:

через Интернет-магазин: <http://shop.rcd.ru>

А также:

ИМАШ РАН (Москва, ул. Бардина, д. 4, корп. 3, к. 414. тел.: (495) 135-54-37)

Книжные киоски фирмы «Аргумент»

МГУ им. М.В. Ломоносова (Главное здание, 1 этаж; Физический ф-т, 1 этаж;

Гуманитарный ф-т, 0 и 1 этажи; Биологический ф-т, 1 этаж)

«Санкт-Петербургский дом книги» (Санкт-Петербург, Невский проспект, 28)

Издательство СПбГУ, Магазин №1 (Санкт-Петербург, Университетская набережная, 7/9)

УдГУ (Ижевск, ул. Университетская, д. 1, корп. 4, 2 эт., к. 211. тел.: (3412) 500-295)

38-я Международная конференция

«Современные информационные технологии
в нефтяной и газовой промышленности»

31 октября - 7 ноября 2009 года
место проведения уточняется

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В КОНФЕРЕНЦИИ
ПОДРОБНОСТИ НА
WWW.OIL-INDUSTRY.RU

Формат и тематика

Пленарное заседание:

Общие вопросы состояния и перспектив развития информационных технологий в нефтегазовой отрасли (российский и зарубежный опыт).

Секции:

- Комплексные решения для корпоративных информационных систем.
Системы управления финансовыми и материальными потоками.
Информационная безопасность предприятий. Интеграция систем.
- Геологическое и гидродинамическое моделирование залежей.
Мониторинг разработки месторождений. ИТ в исследовании скважин.
- ИТ в проектировании объектов обустройства нефтегазовых месторождений.
Проблемы экологической и промышленной безопасности.
- Стандартизация и техническое регулирование. Системы управления качеством.
Внедрение электронного документооборота.
- Применение геоинформационных технологий для решения задач мониторинга недропользования.
- Информационные системы контроля, мониторинга и управления производственными процессами.

