

ISSN 2074-2339

научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

4-2016 [октябрь-декабрь]

Выпуск 45

4

Исследования дрейфа
ледяных образований на шельфе
Российской Арктики с помощью
автоматических радиомаяков
спутниковой системы ARGOS

22

Техническое регулирование
и региональная стандартизация
в газовой отрасли в Евразийском
экономическом союзе

40

Анализ неопределенностей
на основе геологической модели –
первый шаг для снятия рисков
при подготовке месторождения
к промышленной разработке



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ВЕСТНИК
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.

(главный редактор)

Аржиловский А.В.

Байков В.А.

Басыров М.А.

Васильев В.В.

Гончаров И.В.

Давыдова Е.А.

Корнеева Г.А.

Кузнецов А.М.

Малышев Н.А.

Рудяк К.Б.

Тыщенко В.А.

Финагенов О.М.

Якимов С.Б.

Журнал по решению Высшей Аттестационной Комиссии Минобрнауки России включен в «Перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук» (редакция от 1.12.2015 г.)

Журнал включен в международную реферативную базу данных CAS(pt) – Chemical Abstracts.

Журнал включен в Российский индекс научного цитирования

СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э.

(ответственный секретарь редакционной коллегии)

Мамлеева Л.А.

Адрес редакции:

115998, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

При оформлении номера использованы фотографии ОАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 15.11.2016

Подписано в печать 15.12.2016

Тираж 1000 экз.

Цена свободная

© ОАО «НК «Роснефть», 2016

Зарегистрирован Федеральной службой по надзору за соблюдением законодательства в сфере массовых коммуникаций и охране культурного наследия 01.06.2007 г. ПИ № ФС77-28481

При перепечатке материалов ссылка на «Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть» обязательна

Отпечатано в ООО «Август Борг»

107497, РФ, г. Москва, ул. Амурская, 5

Научное редактирование статей и prepress
ЗАО «Издательство «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО»
115998, РФ, г. Москва, Софийская наб., 26/1

www.oil-industry.ru

4-2016 [октябрь-декабрь]
Выпуск 45

СОДЕРЖАНИЕ

КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ

3 Вторая конференция «Технологии в области разведки и добычи ПАО «НК «Роснефть» – 2016»

14 Конференция по вопросам разработки газовых месторождений

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

4 Бузин И.В., Миронов Е.У., Сухих Н.А., Павлов В.А., Корнишин К.А., Ефимов Я.О. Исследования дрейфа ледяных образований на шельфе Российской Арктики с помощью автоматических радиомаяков спутниковой системы ARGOS

10 Исаченко А.И., Павлов В.А., Удовик Д.А., Глазов Д.М. Результаты наблюдений морских млекопитающих в ходе полевых работ, организованных Арктическим Научным Центром

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

15 Нигматуллин Т.Э., Горячев С.Е., Александров М.А., Дубовицкий С.А. Регламентация процессов планирования, проведения и анализа эффективности ремонтно-изоляционных работ в скважинах ПАО «НК «Роснефть»

18 Петровский М.А. Техническое регулирование и региональная стандартизация в газовой отрасли в Евразийском экономическом союзе

24 Петровский М.А., Юсупова З.М. О техническом регламенте Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

28 Агалаков С.Е., Хмелевский В.Б., Бакуев О.В., Лознюк О.А.

Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири

36 Филимонов А.В., Горбачев С.В., Мясоедов Н.К.

Широкополосная обработка сейсморазведочных данных 3D на примере шельфа Черного моря

40 Вирский Д.А., Анохина М.С., Мирясова Я.А.

Анализ неопределенностей на основе геологической модели – первый шаг для снятия рисков при подготовке месторождения к промышленной разработке

БУРЕНИЕ И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

45 Чернокалов К.А., Пушкарский А.Г., Поляруш А.М., Коцер М.И.

Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления

48 Емельянов Д.В., Жарков А.В., Глебов А.С., Лиходед И.А.

Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин на фациально-изменчивые низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты Красноленинского месторождения

52 Гершкарон Е.А.

Расчет и выбор глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

56 Кушнаренко Д.В., Хохлов Д.И., Харисов Р.Я., Комиссаров А.Н., Ивановская Д.А.

Опыт закрепления проппанта в условиях низких температур верхнечонского горизонта

60 Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Шмидт А.А., Марносов А.В., Кулешов С.П.

Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз»

64 Мингалишев Ф.К., Гайсина А.Ш., Мусин Р.А., Хохлов Д.И., Поляков С.В., Фаресов А.В.

Тестирование потокоотклоняющих составов для условий месторождений ПАО «ВЧНГ»

69 Михайлов С.П., Новиков Н.О.

Комплексный подход к определению характера насыщения низкопроницаемых коллекторов

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕПРОДУКТОБЕСПЕЧЕНИЕ

74 Марочкин Д.В., Носков Ю.Г., Крон Т.Е., Карчевская О.Г., Корнеева Г.А.

Продукты оксосинтеза в производстве сложноэфирных смазочных масел

82 Вартапетян А.Р., Зуйков А.А., Монахов А.Н., Федоров И.И.

О проблеме образования нетипичных сероорганических отложений в теплообменном оборудовании установок первичной переработки нефти

87 Арутюнов И.А., Кулик А.В., Потапова С.Н., Иванисько О.Л., Светиков Д.В., Королев Е.В.

Синтетические базовые масла

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

92 Останков Н.А., Елистратов А.Г., Пашкевич К.Л., Ларионов Н.В., Гилаев Г.Г.

Организация оперативного учета попутного нефтяного газа на базе программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» в АО «Самаранефтегаз»

97 Рефераты

102 Алфавитный указатель

Вторая конференция «ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ ПАО «НК «РОСНЕФТЬ» – 2016»

4–5 октября 2016 г. в Москве состоялась вторая специализированная конференция «Технологии в области разведки и добычи ПАО «НК «Роснефть» 2016» (Рид – 2016). В рамках мероприятия обсуждались актуальные вопросы в области добычи нефти и газа, прошел обмен мнениями и передовым опытом специалистов добывающих предприятий компании и сервисных компаний-подрядчиков.



В конференции приняли участие представители ведущих российских и зарубежных поставщиков услуг и материалов, ключевые производители нефтегазового оборудования, а также известные научные эксперты. С приветственным словом на мероприятии выступил главный геолог ПАО «НК «Роснефть» Андрей Николаевич Лазеев.

Работа конференции была разделена на пять секций по наиболее актуальным направлениям: поиск, разведка и разработка залежей углеводородов; скважинные технологии; новые проекты в нефтегазодобыче; технологии повышения эффективности производства, а также вопросы обеспечения промышленной и экологической безопасности в разведке и добыче. Участники секций смогли обсудить технологические задачи, стоящие перед компанией и отраслью, вопросы тиражирования успешных технических решений, новые возможности для оптимизации затрат и повышения эффективности деятельности предприятий в сложившихся экономических условиях.

Вице-президент – руководитель Службы снабжения С.П. Рай представила на конференции доклад об основных принципах и приоритетах закупочной деятельности ПАО «НК «Роснефть», так как данное мероприятие является оптимальной площадкой для информирования подрядчиков и партнеров компании. В рамках конференции своим опытом поделились представители шельфовых проектов, блока нефтепереработки и нефтехимии, специалисты зарубежных проектов компании. Таким образом, по сравнению с первой конференцией Рид – 2015 было значительно увеличено число технологических направлений, освещаемых на данном мероприятии.

Для участников мероприятия на протяжении двух дней действовала выставочная площадка, на которой были представлены информация о компаниях-подрядчиках и их технологические новинки.

В рамках подготовки к конференции по ряду номинаций были отобраны лучшие проекты, реализованные в компании. В ходе мероприятия были официально отмечены как внутренние проектные команды, так и подрядчики в области нефтесервисных услуг. Наиболее интересные предложения и наработки, представленные на конференции, будут рассмотрены представителями компании в целях принятия решения о возможности их последующего практического применения.

Проведение конференции способствует решению одной из ключевых задач «Роснефти» – завоеванию лидирующих позиций среди высокотехнологичных глобальных энергетических компаний.

В настоящем выпуске вниманию читателей предложены две статьи, подготовленные по материалам докладов, представленных на конференции.



Исследования дрейфа ледяных образований на шельфе Российской Арктики с помощью автоматических радиомаяков спутниковой системы ARGOS

**И.В. Бузин, к.г.н., Е.У. Миронов, д.г.н. (ФГБУ «Арктический и антарктический НИИ»),
Н.А. Сухих (Санкт-Петербургский государственный университет),
В.А. Павлов, к.т.н., К.А. Корнишин (ПАО «НК «Роснефть»),
Я.О. Ефимов (ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых технологий»)**

Ключевые слова: ARGOS, дрейф ледяных полей, дрейф айсбергов, траектории дрейфа, Карское море, Восточно-Сибирское море, море Лаптевых

Key words: ARGOS system, ice floe drift, iceberg drift, ice drift tracks, the Kara Sea, the East Siberian Sea, the Laptev Sea

Адрес для связи: buzin@aari.ru

Введение

Для проектирования различных типов гидротехнических сооружений и безопасной эксплуатации углеводородных месторождений, расположенных в морях Российской Арктики, знание параметров дрейфа ледяного покрова и айсбергов, включая их морфометрию, имеет ключевое значение. Движение этих ледяных образований во многом определяет ледовые нагрузки на сооружение, режим его эксплуатации, выбор судов-снабженцев, систему управления ледовой обстановкой и др. Собранных к настоящему времени архивных данных о дрейфе ледяных образований, как правило, недостаточно, или они не охватывают акватории лицензионных участков, выбранных для освоения.

В 2013–2015 гг. на шельфе морей Карского, Лаптевых и Восточно-Сибирского проводились комплексные ледоисследовательские экспедиции в интересах ПАО «НК «Роснефть» для получения информации о дрейфе различных ледяных образований с применением автоматических радиомаяков с функцией определения и передачи координат. Собранный массив исходных данных во многих отношениях уникален. Получаемая в результате анализа информация позволяет представить картину перемещения конкретного ледяного образования за период работы радиомаяка, рассчитать различные характеристики его дрейфа, а также оценить повторяемость этого параметра.

Опыт применения радиомаяков для исследования дрейфа ледяных образований в 2013–2015 гг.

Использование радиомаяков с функцией определения координат и передачи информации является достаточно отработанной и успешной практикой для изучения динамики ледяных образований как в научных, так и в практических целях. Радиомаяки успешно применялись в таких значимых проектах, как IDAP (сбор сведений о ледяном покрове и айсбергах в Баренцевом море) в 80–90-е годы XX века; ледовые исследования по Штокмановскому проекту в 2000-х годах, SEDNA (изучение дрейфа и деформации ледяного покрова в море Бофорта) в 2007 г., а также для изучения дрейфа ледяных полей в Обской губе с 2011 г. по настоящее время [1–4]. Применявшиеся в этих проектах устройства имели различные конструкции и работали в различных спутниковых системах.

В период зимних ледоисследовательских работ 2013–2015 гг., выполнявшихся ФГБУ «ААНИИ» в интересах ПАО «НК «Роснефть», на ледяные поля и айсберги устанавливались радиомаяки «Пульсар» спутниковой системы ARGOS производства ЗАО «ЭС-ПАС» (Россия), оснащенные системой геопозиционирования (GPS) и передачи данных. Эти маяки представляют собой сферу диаметром 20 см и массой около 2 кг, оснащенную штангой для установки.

Система ARGOS введена в эксплуатацию в 1978 г. и основана на работе спутников NOAA (Национального управления по исследованию океана и атмосферы, США) и MetOp (Европейской метеорологической организации EUMETSAT) совместно с глобальными (во Франции и США) и региональными наземными центрами приема и обработки данных. Система предназначена для сбора навигационной, метеорологической и океанографической информации с помощью соответствующих спутниковых радиомаяков, посылающих сигналы с навигационной и служебной информацией каждые 120–140 с.

Основные характеристики радиомаяков, использовавшихся в комплексных ледоисследовательских экспедициях в Российской Арктике в 2013–2015 гг., представлены ниже.

ТрассировкаGPS координаты /
доплеровские координаты

Время работы
при средней температуре
окружающей среды – 30 °С, сутНе менее 100
Измеряемые параметрыГеографические

координаты,
атмосферное давление,
температура корпуса,
напряжение источника питания

Погрешность
определения местоположения
по данным GPS, м.....Не более 10
Интервал между измерениями, мин.....60

В результате работы радиомаяка информация о его местоположении отображается на сайте поставщика услуги (система ARGOS) и доступна заказчикам услуги. Формируемые файлы с данными содержат время измерения (год, месяц, день, час, минуты), координаты по данным приемника GPS и системы ARGOS и дополнительные характеристики работы маяка.

Характеристика данных

Зимние ледоисследовательские работы проводились на акваториях Карского моря (2013–2015 гг.), морей Лаптевых, Восточно-Сибирского (2014–2015 гг.) и Баренцева (2015 г.). В результате трех сезонов экспеди-

ционных работ и организации дальнейших наблюдений за дрейфом ледяного покрова и айсбергов был собран уникальный массив данных. Число траекторий ледяных образований в период проведения эксперимента увеличилось от 25 (2013 г.) до 72 (2015 г.). Наблюдения выполнялись с апреля по сентябрь, в периоды, когда дрейф льда в Арктическом регионе наиболее интенсивен. Количественное описание полученного массива данных приведено в табл. 1.

Полученные данные охватывают значительную площадь акватории Карского моря, частично – акватории морей Лаптевых, Восточно-Сибирского и Баренцева. Максимальная зафиксированная продолжительность индивидуального дрейфа ледяных полей и айсбергов в акватории Карского моря в апреле-августе 2014 г. составляла соответственно 113,1 и 120,2 сут, максимальные пройденные этими объектами пути – соответственно 2156,7 км (период дрейфа май – август 2013 г.) и 1582,5 км (июнь – август 2013 г.). Карты траекторий дрейфа айсбергов и ледяных полей за 3 года представлены на рис. 1.

Для статистического анализа были выбраны и рассчитаны следующие параметры: средний модуль скорости и параметры вектора переноса, скорость и направление максимального дрейфа, дисперсия скорости дрейфа, параметры траектории дрейфа каждого радиомаяка (путь, перемещение, коэффициент извилистости) и вероятностные распределения скорости дрейфа льда, построены розы дрейфа. Некоторые результаты оценок параметров дрейфа ледяных образований представлены в работе [5].

Методика обработки данных и результаты ее применения

Для анализа полученных данных, выявления «пропусков», «выбросов» и их дальнейшей интерполяции в среде MATLAB были созданы соответствующие алгоритмы. «Пропуском» считался временной промежуток, для которого отсутствуют данные для координат; «выбросом» – резкое увеличение скорости дрейфа в течение 1 ч более чем на 40 см/с, если это не связано с внешними факторами (изменение

Таблица 1

Экспедиция	Ледяные поля			Айсберги		
	Число маяков	Время работы, ч	Общий период работы	Число маяков	Время работы, ч	Общий период работы
Кара-зима-2013	13	21544,8	04.05.13 13:01 – 31.08.13 23:01	12	10905,6	17.05.13 06:01 – 31.08.13 23:00
Кара-зима-2014	21	28996,8	12.04.14 07:00 – 20.08.14 10:00	23	26841,6	20.04.14 10:00 – 28.08.14 19:01
Кара-зима-2015	41	60508,8	12.04.15 07:00 – 31.08.15 18:00	31	16804,8	20.05.15 13:00 – 06.09.15 19:00

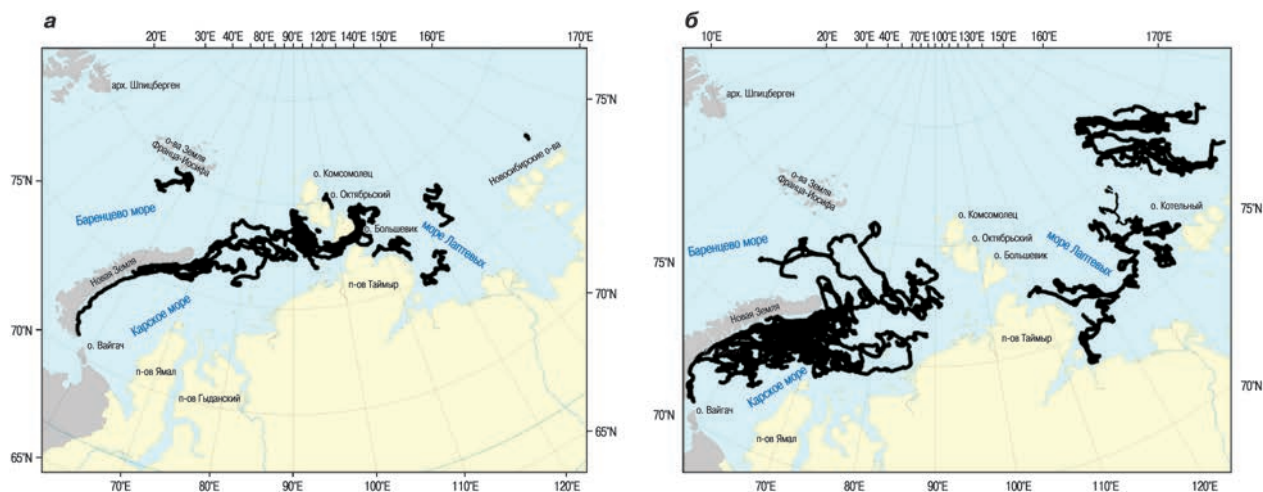


Рис. 1. Траектории дрейфа айсбергов (а) и ледяных полей (б) на обследованной акватории в 2013–2015 гг.

атмосферного давления, увеличение скорости ветра). Каждый случай с сомнительными данными («выброс») рассматривался отдельно (при этом специалистами ФГБУ «ААНИИ» также анализировались карты полей давления и ледовой обстановки для указанных сроков). Для интерполяции данных был применен метод интерполяции кубическими сплайнами. Для единичных пропусков в коротких массивах данных допускалось использование линейной интерполяции.

Основным методом анализа данных дрейфа выбран векторно-алгебраический метод, позволяющий, кроме основных статистических данных, получить информацию о взаимосвязях составляющих вектора, вкладе вращения вектора (смены направления) в изменчивость процесса, инвариантные по координатам характеристики обобщенной дисперсии процесса [6].

В результате анализа получены сведения о векторе математического ожидания дрейфа, дисперсии каждой компоненты вектора дрейфа, векторе максимального дрейфа, коэффициенте вариации (характеристика изменчивости процесса). Кроме того, определены основные параметры траекторий дрейфа каждого радиомаяка: путь S , перемещение L , коэффициент извилистости $\gamma = S/L$. Для оценки дополнительных статистических параметров были рассмотрены распределения вероятностей дрейфа льда, построены функции плотности вероятности, функции распределения и обеспеченности.

Необходимым компонентом инженерных расчетов и статистических оценок является определение повторяемости значений дрейфа один раз в n лет, которую можно принять в качестве показателя максимально возможного дрейфа льда за выбранный про-

межутки времени. Для подготовки «Временных локальных технических условий» для Восточно-Приноземельских шельфовых лицензионных участков ПАО «НК «Роснефть» была выполнена такая оценка с использованием ранжирования максимальных модулей дрейфа за три года зимних экспедиций.

Характеристики скоростей дрейфа ледяных образований

В связи с расширением района исследований ледяного покрова с 2013 г. (юго-западная часть Карского моря) по 2015 г. (юго-западная часть Карского моря, моря Лаптевых и Восточно-Сибирское) было получено различное количество данных о дрейфе ледяных образований для разных акваторий, что несколько осложняет достоверное межгодовое сравнение результатов. Основные параметры дрейфа ледяных полей и айсбергов за различные годы приведены в табл. 2. По данным табл. 2 можно выделить несколько основных закономерностей дрейфа на акваториях.

Таблица 2

Море	Год	Средний вектор		Средний модуль скорости, м/с	СКО скорости, м/с
		Модуль, м/с	Направление, градус		
Ледяные поля					
Карское	2013	0,02	70	0,16	0,11
	2014	0,01	206	0,14	0,10
	2015	0,05	244	0,17	0,16
Лаптевых	2014	0,05	352	0,16	0,10
	2015	0,02	268	0,17	0,12
Айсберги					
Лаптевых (арх. Северная Земля)	2014	0,01	1	0,09	0,09
	2015	0,08	252	0,18	0,16

Примечание. СКО – среднеквадратичное отклонение.

1. В зависимости от преобладающих синоптических условий над Карским морем в 2013–2015 гг. средняя скорость дрейфа ледяных полей изменяется от 14 до 17 см/с.

2. Средняя скорость дрейфа ледяных полей на акваториях морей Карского и Лаптевых практически не меняется и составляет 16–17 см/с.

3. Средние скорости дрейфа айсбергов в районе арх. Северная Земля различаются в 2 раза при одинаковом объеме данных, собранных в каждый год наблюдений, что отражает сложившиеся ситуации с дрейфом айсбергов различных выборок: в 2014 г. – большое число айсбергов скопилось на мели у западного побережья, 2015 г. – дрейфовало от восточного побережья.

Собранные за три года ледовых исследований материалы о дрейфе ледяного покрова и айсбергов позволили уточнить общие закономерности циркуляции ледяного покрова на акваториях исследуемых морей, сравнить их с полученными ранее результатами и оценками, а также уточнить некоторые моменты локальных циркуляций на малоизученных акваториях. Наиболее важными географическими следствиями, полученными при анализе собранного массива данных, по мнению авторов, являются следующие:

1) уточнение имеющихся оценок динамики ледяного покрова в юго-западной части Карского моря (преимущественно в районе формирования Новоземельского ледяного массива), а также в Восточно-Сибирском море;

2) подтверждение выноса айсбергов из моря Лаптевых в Карское через пролив Вилькицкого.

Дрейф ледяных образований на акватории Карского моря. Массив данных наблюдений на акватории юго-западной части Карского моря, собранный за три года, позволяет не только рассчитать характеристики дрейфа ледяного покрова, необходимые для принятия проектных решений, но и уточнить общую схему циркуляции ледяных полей и айсбергов в этом районе. Выделим основные моменты.

1. Результаты наблюдений за дрейфом ледяных полей в 2013–2015 гг. в юго-западной части Карского моря свидетельствуют о том, что дрейф ледяного покрова в зимний период происходит преимущественно вдоль оси юго-запад – северо-восток. Это подтверждается предыдущими исследованиями [7, 8]: в зимний период преобладает вынос льдов из Карского моря в Арктический

бассейн, что обусловлено особенностями атмосферной циркуляции, влиянием берегов и наличием припая.

2. В летний период (июнь–август) в северо-восточной части Карского моря преобладает принос льдов из Арктического бассейна, однако в «легкие» годы возможен вынос льдов на север [7, 8]. Результаты исследований подтверждают возможность выноса ледяного покрова в западном и северо-западном направлениях (из Карского моря в Баренцево) [7].

3. По мере таяния ледяного покрова и уменьшения его сплоченности отмечается увеличение средней скорости ледяных полей.

4. Немногочисленные примеры начавшегося дрейфа айсбергов с отмелей у выводных ледников в северо-восточной части Новой Земли показали, что дрейф этих ледяных образований может быть направлен как на северо-восток (2013 г.), так и вдоль побережья архипелага на юг (2015 г.).

Полученные выводы для Карского моря хорошо согласуются и уточняют уже имеющиеся сведения о движении вод и льдов на акватории.

Дрейф в Восточно-Сибирском море. Важным результатом стало получение в 2015 г. данных о дрейфе ледяного покрова высокой сплоченности (9–10 баллов) на акватории Восточно-Сибирского моря (см. рис. 1). На мелкомасштабной карте (рис. 2, а) показаны траектории дрейфа радиомаяков, установленных на ледяной покров в районе о-вов Беннетта, Жохова, Генриетты в мае 2015 г.

Толщина ледяных полей практически всегда превышала 1,2 м, что соответствует возрастной градации «толстый однолетний лед». Высокая сплоченность ледяного покрова обусловила очень близкий характер дрейфа всех полей в этом районе (т.е. ледяной покров смещался единым массивом). Подобная картина наблюдалась здесь в 2014 г. для дрейфа двух ледяных полей. Средняя скорость дрейфа составляет 0,14 м/с в север-северо-западном направлении (в Арктический бассейн), максимальная скорость достигала 0,65 м/с.

При анализе траекторий, имеющих сходную форму и параметры, можно сделать вывод, что движение всего массива происходит одновременно и синхронно. Движение ледяных полей в районе совпадает с общей схемой движения льдов, полученной на основе спутниковых и натурных данных в разные годы, и называется Трансполярным дрейфом [7, 9].

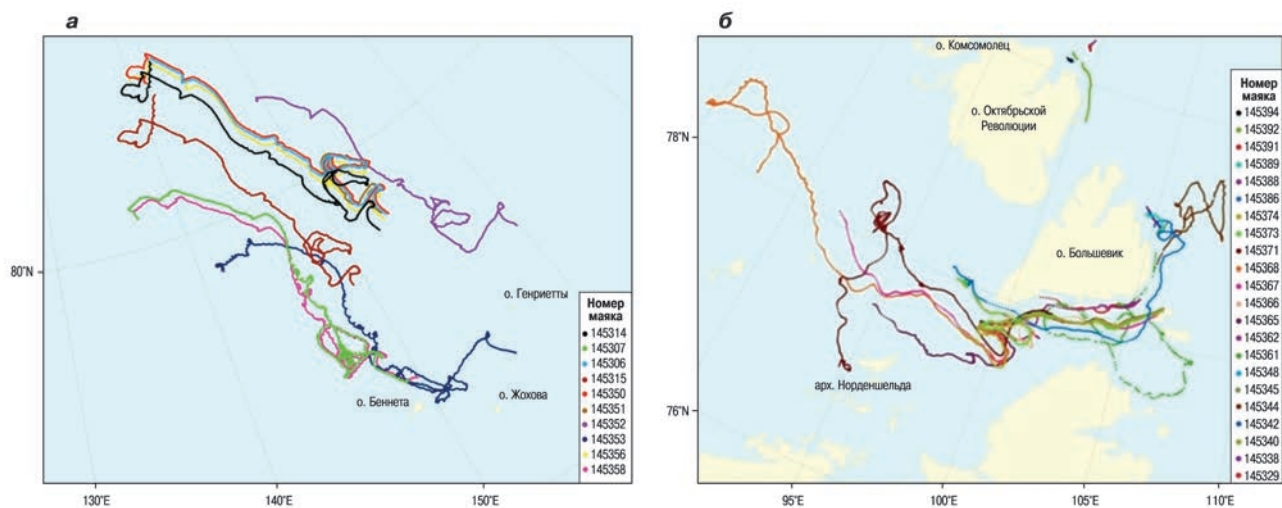


Рис. 2. Траектории дрейфа ледяных полей в Восточно-Сибирском море (а) и айсбергов в районе арх. Северная Земля (б) в мае-августе 2015 г.

Дрейф айсбергов в проливе Вилькицкого.

В 2014–2015 гг. на айсберги у западного и восточного побережий Северной Земли устанавливались радиомаяки для наблюдения за их дрейфом. В 2014 г. основная часть радиомаяков была установлена на айсберги у западного побережья арх. Северная Земля. В результате получено 12 траекторий дрейфа айсбергов. Перемещение айсбергов происходило преимущественно вдоль берега архипелага с северо-запада на юго-восток.

В 2015 г. большинство радиомаяков в районе Северной Земли было установлено на айсберги у восточного побережья архипелага и в проливе Вилькицкого (предположительно, эти айсберги образовались в районе восточного побережья о. Комсомолец). После разрушения припая был зафиксирован дрейф 16 айсбергов, 11 из которых начали дрейф в сторону Карского моря, а 5 продолжило дрейф на акватории моря Лаптевых (рис. 2, б). Наблюдавшийся вынос айсбергов из пролива Вилькицкого в Карское море, вероятно, вызван сложившимися синоптическими условиями, приводящими к выносу вод в западном направлении [10].

Известно, что на подходах к проливу Вилькицкого со стороны Карского моря и в самом проливе айсберги встречаются часто [11]. Инструментально подтвержденная информация о выносе айсбергов из моря Лаптевых через пролив Вилькицкого, их размерах, скорости дрейфа и распространении

в северо-восточной части Карского моря играет важную роль при планировании ее освоения.

Выводы

1. Использование автоматических радиомаяков позволяет получить уникальные натурные данные, которые необходимо использовать при проектировании гидротехнических сооружений. Эта технология является достаточно надежным источником данных о дрейфе ледяных образований в масштабах моря, поскольку погрешность измерения координат достаточна мала по сравнению с параметрами дрейфа айсбергов и ледяных полей.

2. Применение радиомаяков на значительной акватории в течение нескольких ледовых сезонов позволяет не только определить параметры дрейфа ледяных образований, необходимые для инженерных расчетов, но и уточнить представления о динамике льдов и айсбергов в окраинных морях Северного Ледовитого океана.

3. На ключевых участках планируемой хозяйственной деятельности, в том числе в Хатангском заливе и прилегающей акватории моря Лаптевых, необходимо уплотнять сетку наблюдений за дрейфом ледяных образований. Для специальных задач по изучению движения льда в локальных областях, где повышены требования к точности измерений, целесообразно применение буев с передачей информации в локальную сеть без задействования спутника.

Список литературы

1. Spring W., Sangolt A. Result of the Ice Data Acquisition Program (IDAP) in the Barents Sea, 1988-1992 // Proceedings of POAC-93. – 1993. – V. 1. – P. 450-461.
2. Dmitriev N.Ye., Nesterov A.V. Iceberg drift in the Barents sea according to the observation data and simulation results // Proceedings of ISOPE-2007. – Lisbon, July 1-6, 2007. – P. 633-638.
3. On the spatial and temporal characterization of motion induced sea ice internal stress / J.K. Hutchings, C.A. Geiger, A. Roberts, J. Richter-Menge, B. Elder // Proceedings of ICETECH10. – Anchorage, AK, 2010. – 8 p.
4. Evaluation of ice conditions of the Northern Ob Bay associated with construction of the port of Sabetta / G.K. Zubakin, Yu.P. Gudoshnikov, A.V. Nesterov [et al.] // Proceedings of POAC-2013. – Espoo, Finland, June 09-13, 2013. – 10 p.
5. Атлас гидрометеорологических и ледовых условий морей Российской Арктики: обобщение фондовых материалов и результатов экспедиционных исследований ООО «Арктический научный центр шельфовых разработок» в 2012-2014 гг. – М.: ЗАО «ИЗДАТЕЛЬСТВО «НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО», 2015. – 128 с.
6. Белишев А.П., Клеваницов Ю.П., Рожков В.А. Вероятностный анализ морских течений. – Л.: Гимиз, 1983. – 264 с.
7. Ледовые условия в Северном ледовитом океане / Е.У. Миронов, З.М. Гудкович, В.П. Карклин, К. Кюрмель/В кн. Научные исследования в Арктике / под ред. Фролова И.Е., Никифорова Е.Г. – Т.3. – Дистанционное зондирование морских льдов на Северном Морском Пути: изучение и применение. – СПб.: Наука, 2007. – С. 24-42.
8. Гудкович З.М., Николаева А.Я. Дрейф льдов в Арктическом бассейне и его связь с ледовитостью советских арктических морей//Проблемы Арктики и Антарктики. – 1963. – Вып. 104. – С. 1-186.
9. Морской ледяной покров / З.М. Гудкович, И.Е. Фролов, В.П. Карклин, С.В. Клячкин/В кн. Научные исследования в Арктике – Т. 1. – Научно-исследовательские дрейфующие станции «Северный Полюс». – СПб: Наука, 2005. – С. 74-147.
10. Лоция Карского моря. – Ч. 1. Карское море за исключением Обь-Енисейского района. – СПб.: ГУНИО МО РФ, 1998. – 471 с.
11. Abramov V. Atlas of Arctic Icebergs. – NJ, USA: Backbone Publishing Company, 1996. – 70 p.

References

1. Spring W., Sangolt A., *Result of the Ice Data Acquisition Program (IDAP) in the Barents Sea, 1988-1992*, Proceedings of POAC-93, 1993, V. 1, pp. 450-461.
2. Dmitriev N.Ye., Nesterov A.V., *Iceberg Drift in the Barents Sea according to the observation data and simulation results*, Proceedings of ISOPE-2007, Lisbon, July 1-6, 2007, pp. 633-638.
3. Hutchings J.K., Geiger C.A., Roberts A., Richter-Menge J., Elder B., *On the spatial and temporal characterization of motion induced sea ice internal stress*, Proceedings of ICETECH10, Anchorage, AK, 2010, 8 p.
4. Zubakin G.K., Gudoshnikov Yu.P., Nesterov A.V., Kubyshkin N.V., Skutin A.A., Buzin I.V., Vinogradov R.A., Naumov A.K., Nalimov Yu.V., Klyachkin S.V., Fedyakov V.Ye., Andreev O.M., *Evaluation of ice conditions of the Northern Ob Bay associated with construction of the port of Sabetta*, Proceedings of POAC-2013, Espoo, Finland, June 09-13, 2013, 10 p.
5. *Atlas gidrometeorologicheskikh i ledovykh usloviy morey Rossiyskoy Arktiki: obobshchenie fondovykh materialov i rezul'tatov ekspeditsionnykh issledovaniy* ООО «Arkticheskiy nauchnyy tsentr shel'fovyykh razrabotok» v 2012-2014 (Atlas of hydrometeorological and ice conditions of the Arctic seas of Russia: synthesis archive materials and the results of expedition studies of Arctic Research Center of offshore development LLC in 2012-2014), Moscow: Neftyanoe khozyaystvo Publ., 2015, 128 p.
6. Belyshev A.P., Klevantsov Yu.P., Rozhkov V.A., *Veroyatnostnyy analiz morskikh techeniy* (Probabilistic analysis of ocean currents), Leningrad: Gimiz Publ., 1983, 264 p.
7. Mironov E.U., Gudkovich Z.M., Karklin V.P., Kyurmel' K., *Ledovye usloviya v Severnom ledovitom okeane* (Ice conditions in the Arctic Ocean): edited by Frolov I.E., Nikiforov E.G., *Nauchnye issledovaniya v Arktike* (Scientific research in the Arctic), Part 3. Distantionnoe zondirovanie morskikh l'dov na Severnom Morskom Puti: izuchenie i primeneniye (Remote sensing of sea ice in the Northern Sea Route: the study and application), St. Petersburg: Nauka Publ., 2007, pp. 24-42.
8. Gudkovich Z.M., Nikolaeva A.Ya., *Problemy Arktiki i Antarktiki*, 1963, V. 104, pp. 1-186.
9. Gudkovich Z.M., Frolov I.E., Karklin V.P., Klyachkin S.V., *Morskoy ledyanoy pokrov* (Sea ice cover): edited by Frolov I.E., Nikiforov E.G., *Nauchnye issledovaniya v Arktike* (Scientific research in the Arctic), Part 1. Nauchno-issledovatel'skie dreyfuyushchie stantsii "Severnnyy Polyus" (Research drifting station "Severnnyy Polyus"), St. Petersburg: Nauka Publ., 2005, pp. 74-147.
10. *Lotsiya Karskogo morya* (Kara Sea sailing directions), Part 1. Karskoe more za isklyucheniye Ob'-Eniseyskogo rayona (The Kara Sea with the exception of the Ob-Yenisei district), St. Petersburg: Publ. of GUNIO MO RF, 1998, 471 p.
11. Abramov V., *Atlas of arctic icebergs*, NJ, USA: Backbone Publishing Company, 1996, 70 p.

Результаты наблюдений морских млекопитающих в ходе полевых работ, организованных Арктическим Научным Центром

**А.И. Исаченко, В.А. Павлов (ООО «Арктический Научный Центр»),
Д.А. Удовик, Д.М. Глазов
(Институт проблем экологии и эволюции имени А.Н. Северцова РАН)**

Ключевые слова: экологические исследования, попутные судовые наблюдения, морские млекопитающие
Key words: ecological research, opportunistic vessel program, marine mammals

Адрес для связи: A_Isachenko@arcticresearch.ru

Введение

В последние годы в России возобновились научные исследования в Арктике. Однако современный уровень знаний о распределении, состоянии популяций и распространении морских млекопитающих недостаточно высок [1], тем более, что вследствие изменения ледовых условий и климатических колебаний некоторые виды (например, гренландский и серый киты, малые полосатики, серый тюлень) в последнее десятилетие осваивают новые, ранее не использовавшиеся акватории [2]. В настоящее время одним из самых эффективных инструментов изучения териофауны морей Арктической зоны являются попутные судовые наблюдения при проведении комплексных геофизических исследований и многоцелевые исследовательские экспедиции, особенно в ледовый период, когда большая площадь акватории арктических морей покрыта льдами. Данные о зимнем распределении, встречаемости отдельных видов, их концентрациях в различных акваториях морей Арктической зоны Российской Федерации (АЗРФ), полученные в основном во время ледовой авиаразведки и попутных судовых наблюдений [1, 3], сформировали представления о современном распределении морских млекопитающих в северных морях и требуют постоянного обновления и актуализации.

С 2014 г. в состав программ крупномасштабных арктических экспедиций ПАО «НК «Роснефть» входит блок работ по изучению морских млекопитающих арктического региона для сохранения биологического разнообразия, научных интересов в АЗРФ и социально-экологической ответственности компании. Целью настоящих исследований является получение достоверной информации о распространении морских млекопитающих в арктических водах.

Шельфовые акватории морей Российской Арктики представляют собой обширные, малоизученные и труднодоступные территории. Проводимые в рамках крупномасштабных арктических экспедиций систематические наблюдения позволяют получить представление о распределении животных, собрать данные для дальнейших статистических исследований, а также зафиксировать изменения в распространении некоторых видов морских млекопитающих в Арктике.

Особенности проведения исследований

С 2014 г. попутные судовые наблюдения за морскими млекопитающими были включены в программу восьми экспедиций (см. таблицу). Попутные судовые наблюдения и регистрация встреч выполняются на протяжении всего светового дня, а при проведении высокоширотных экспедиций в

Экспедиция	Период	Судно	Продолжительность наблюдений, сут	Встречаемость ММ (число встреч/число особей)
СевМорПуть 2014	Август–ноябрь	Атомный ледокол «60 лет Победы»	89	439/667
Кара-Зима-2014	Апрель–июнь	Атомный ледокол «Ямал»	61	380/1 430
Кара-Лето-2014	Июль–сентябрь	НИС «Академик Трешников»	52	167/498
Кара-Зима-2015	Август–октябрь	Атомный ледокол «Ямал»	67	562/1 302
Инженерно-геологические изыскания 2015	Сентябрь	НИС «Профессор Молчанов»	55	116/169
Кара-Лето-2015	Август–сентябрь	НИС «Виктор Буйницкий»	29	90/114
Кара-Лето-2015	Сентябрь–октябрь	НЭС «Академик Трешников»	25	27/36
СевМорПуть 2016	Март–май	Атомный ледокол «60 лет Победы»	67	827/1 028
Итого			445	2608/5244

Примечание. НЭС – научно-экспедиционное судно; НИС – научно-исследовательское судно; ММ – морские млекопитающие.

сезон полярного дня – круглосуточно. Наблюдения осуществляются специалистами с наиболее высокой площадки на судне, отвечающей требованиям безопасного выполнения работ (обычно это открытый мостик и крылья ходового мостика). При неудовлетворительных условиях наблюдений или при плохих погодных условиях, которые могут привести к повреждению используемого технического оснащения или нарушению процедур безопасного выполнения работ, когда доступ на открытые участки палубы запрещен, наблюдения проводятся с капитанского мостика.

Осмотр акватории осуществляется невооруженным глазом и с помощью биноклей. В случае встречи морского млекопитающего регистрируются следующие параметры: вид, число особей, глубина моря в месте встречи и другие параметры, представляющие интерес для последующего анализа. Дистанция до животных определяется по дальномерной шкале с помощью ретикулярных биноклей, специальных судовых приборов. Координаты встреч морских млекопитающих регистрируются посредством GPS-приемников или судового оборудования. Помимо основной информации, в специальные формы регистрации заносятся курс и скорость судна, видимость, состояние поверхности моря и другие данные, позволяющие при анализе оценить условия наблюдений.

В настоящее время отсутствуют единые рекомендации по проведению попутных судовых наблюдений и сбору информации о встречаемости морских млекопитающих, что затрудняет сопоставление данных, полученных в ходе разных исследований. Представители Арктического Научного Центра совместно со специалистами Совета по морским млекопитающим и Центра морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова разрабатывают методику наблюдений, которая позволит стандартизировать сбор данных и объединит лучший опыт проведения подобных судовых и береговых работ.

Промежуточные результаты исследования

По результатам анализа материала, собранного в ходе экспедиций, получены данные по встречам более чем 5000 особей морских млекопитающих за период наблюдений более 400 сут.

В зимний сезон в условиях ледовитости наиболее многочисленны встречи с морским зайцем (27 % общего числа встреч), кольчатой нерпой (22 %), белым медведем (22 %) и моржами (17 %). В летний сезон в условиях открытой воды хищные млекопитающие также встречаются чаще.

Среди зарегистрированных встреч китообразных особо следует выделить встречи с 11 особями гренландского кита (*Balaena mysticetus*), принадлежащими к крайне уязвимой Восточно-Атлантической (Шпицбергенской) популяции, находящейся на грани полного исчезновения (общее число популяции по литературным данным варьируется от 10 до 100 особей) [4, 5], близ юго-восточной части архипелага Земля Франца-Иосифа (встречи в июне 2015 г.). Данных о встречаемости представителей этой популяции крайне мало, и отдельные наблюдения не позволяют оценить динамику численности и распределение вида на акватории. Однако систематизированные наблюдения и фотоидентификация встреченных животных дают возможность составить представление о пульсациях численности и распределении животных, заходящих в прибрежную акваторию. Также примечательны систематические встречи гренландских китов в центральной акватории Карского моря (одна особь в 2014 г.; две – в 2015 г.) на глубинах до 50 м на небольшом удалении от о. Кирова и о. Уединения, что не характерно для этого вида [5]. Ранее отмечались единичные встречи гренландских китов в акватории

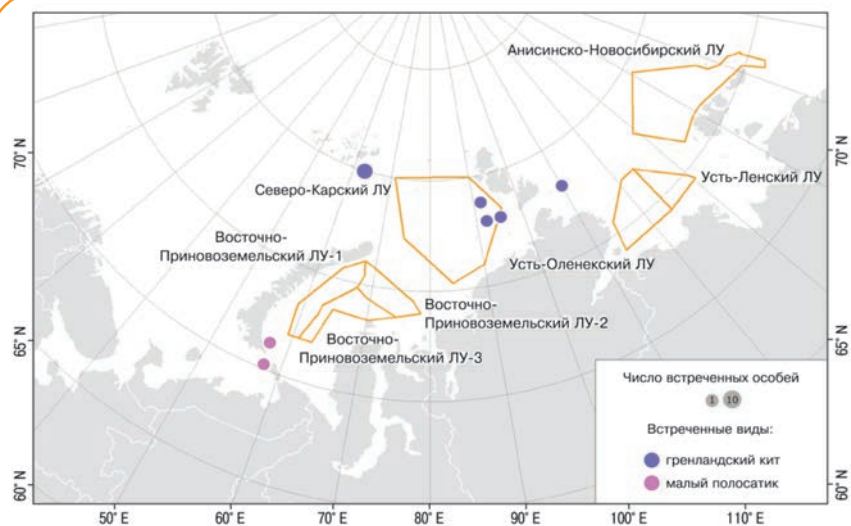


Рис. 1. Карта экспедиций с нанесенными местами встреч морских млекопитающих

В первой половине XX века юго-западные части акватории Карского моря являлись естественным нагульным ареалом малого полосатика (минке, *Balaenoptera acutorostrata*) [6], но в последние десятилетия отмечаются лишь единичные заходы этих китов в пролив Карские ворота и редкие наблюдения в северных акваториях в наиболее благоприятные в ледовом отношении сезоны. Регистрация представителей этого вида становится все более систематичной в акватории Карского моря, но делать вывод о восстановлении естественных границ ареала еще рано.

В ходе наблюдений специалисты зафиксировали многочисленные встречи моржей, принадлежащих к двум отдельным подвидам: атлантическому (*Odobenus r. rosmarus*) и лаптевскому (*Odobenus r. laptevi*), занесенным в Красную книгу РФ.

Помимо данных о распределении морских млекопитающих, в ходе наблюдений специалисты собирают данные о биологических характеристиках и поведении видов. Сопоставление данных о встречах лаптевского подвида моржа с данными батиметрии позволяет сделать вывод о приуроченности групп животных к определенным глубинам (20–50 м в безледовый сезон, 100–150 м – в ледовый). Встречи многочисленных групп моржей севернее архипелага Новосибирские острова могут служить подтверждением известных ранее ежегодных лежбищ (например, лежбища на северном побережье о. Котельный, бухта Драгоценная).

Для восточной части Арктической зоны Российской Федерации (Восточно-Сибирское, Чукотское и Берингово моря) необходимо отметить места концентрации финвалов (*Balaenoptera physalus*), которые были встречены в июле – августе 2015 г. Беринговом море – всего 35 особей, в августе 2015 г. на участке акватории от Карагинского залива до залива Лаврентия (в заливе Лаврентия) – 24 особи, встречи с серыми китами (*Eschrichtus robustus*) произошли в октябре 2015 г. в районе пос. Нешкан. Общая численность китов составила 85 особей, природоохранный статус вида: Красная книга РФ, Категория 1 – для охотско-корейской популяции, находящейся под угрозой исчезновения; Категория 5 – для чукотско-ка-

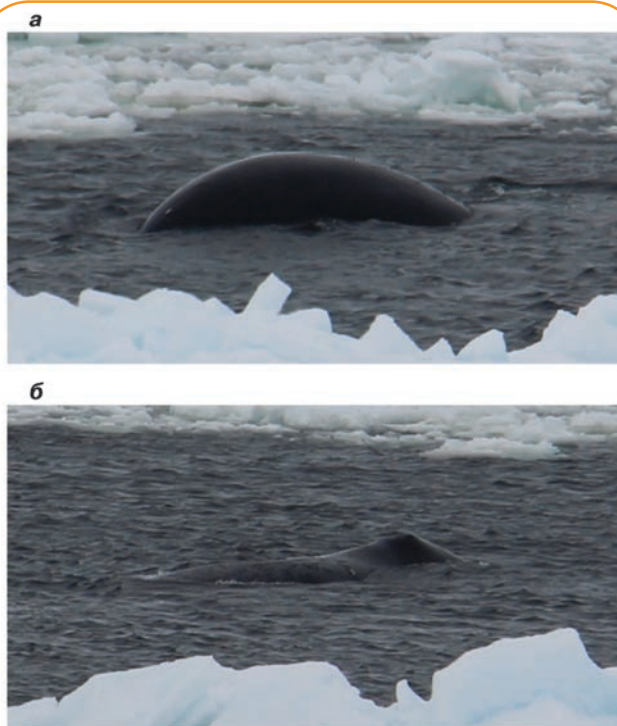


Рис. 2. Фотографии гренландского кита, сделанные в ходе одной из экспедиций, в море Лаптевых

Карского моря, поэтому систематические встречи позволяют сделать вывод о расширении ареала обитания этого вида восточнее ранее известных границ, что может быть связано с ежегодными колебаниями температур и, как следствие, ледового режима акватории Карского моря (рис. 1). Также представляет интерес встреча особи гренландского кита в море Лаптевых в 2014 г. (рис. 2).

лифорнийской популяции, численность которой восстанавливается. Киты встречались большими группами.

Заключение

Поскольку наблюдения были попутными, основной объем встреч морских млекопитающих в ледовый и безледовый сезоны привязан к основным маршрутам судов (Северный морской путь, районы проведения исследований) и местам стоянок (немногочисленные порты и полярные станции). Поэтому оценить картину распределения морских млекопитающих по всей акватории затруднительно. Однако материал, собранный за время летних и зимних экспедиций, позволяет в значительной степени актуализировать фрагментарные данные о морских млекопитающих, что особенно важно для центральной части Арктической зоны Российской Федерации (Карское море и море Лаптевых). Также необходимо отметить, что в настоящее время в ледовый сезон разумной альтернативы попутным судовым наблюдениям с борта ледовых судов не существует.

Список литературы

1. Лукин Р.Л., Огнетов Г.Н. Морские млекопитающие Российской Арктики: эколого-фаунистический анализ. – Екатеринбург: УрО РАН, 2009. – 203 с.
2. Боевский Г.Г., Давыдов С.П. Заходы усатых китов в западную часть Восточно-Сибирского моря и на восточную окраину моря Лаптевых // Вестник северо-восточного научного центра ДВО РАН. – 2015. – №2 (42). – С. 69-74
3. Беликов С.Е., Болтунов А.Н., Горбунов Ю.А. Сезонное распределение и миграции китообразных Российской Арктики по результатам многолетних наблюдений ледовой разведки и

дрейфующих станций «Северный полюс» // В кн. «Морские млекопитающие (результаты исследований, проведенных в 1995-1998 гг.)». – М., 2002. – С. 21-51.

4. Clapham P.J., Young S.B., Brownell R.L. Baleen whales: conservation issues and the status of the most endangered populations // Mammal review. – 1999. – V. 29. – №. 1. – P. 37-62.
5. Reeves R.R. Spitsbergen bowhead stock: a short review // Marine Fisheries Review. – 1980. – V. 42. – №. 9-10. – P. 65-69.
6. Соколов В.Е., Арсеньев В.А. Млекопитающие России и сопредельных регионов. Усатые киты. – М.: Наука, 1994. – 208 с.

References

1. Lukin R.L., Ognetov G.N., *Morskie mlekopitayushchie Rossiyskoy Arktiki: ekologo-faunisticheskiy analiz* (Marine mammals of the Russian Arctic: eco-faunistic analysis), Ekaterinburg: Publ. of UB RAS, 2009, 203 p.
2. Boeskorov G.G., Davydov S.P. *Penetrations of Baleen whales to the western part of the East-Siberian and the Eastern Margin of the Laptev Sea* (In Russ.), Vestnik severo-vostochnogo nauchnogo tsentra DVO RAN = Bulletin of the North-East Scientific Center, Russia Academy of Sciences Far East Branch, 2015, no. 2 (42), pp. 69-74
3. Belikov S.E., Boltunov A.N., Gorbunov Yu.A., *Sezonnoe raspredelenie i migratsii kitoobraznykh Rossiyskoy Arktiki po rezul'tatam mnogoletnikh nablyudeniye ledovoy razvedki i dreyfuyushchikh stantsiy "Severnnyy polyus"* (Seasonal distribution and migration of whales in the Russian Arctic as a result of long-term observations of the ice reconnaissance and drifting stations «North Pole»), Collected papers "Morskie mlekopitayushchie (rezul'taty issledovaniy, provedennykh v 1995-1998 gg.)" (Marine mammals (the results of studies carried out in 1995-1998)), Moscow, 2002, pp. 21-51.
4. Clapham P.J., Young S.B., Brownell R.L., *Baleen whales: conservation issues and the status of the most endangered populations*, Mammal review, 1999, V. 29, no. 1, pp. 37-62.
5. Reeves R.R., *Spitsbergen bowhead stock: a short review*, Marine Fisheries Review, 1980, V. 42, no. 9-10, pp. 65-69.
6. Sokolov V.E., Arsen'ev V.A., *Mlekopitayushchie Rossii i sopredel'nykh regionov. Usatyie kity* (Mammals of Russia and adjacent regions. Baleen whales), Moscow: Nauka Publ., 1994, 208 p.

Конференция ПО ВОПРОСАМ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

С 7 по 9 сентября 2016 г. на базе ООО «ТННЦ» – специализированного института по разработке газовых месторождений ПАО «НК «Роснефть» – состоялась научная конференция. Вопросы, связанные с добычей «голубого топлива» собрались обсудить сотрудники дочерних обществ компании со всей России.

«Мы понимаем необходимость работы по увеличению добычи газа, на это в том числе и направлена наша конференция, – отметил директор департамента геологии и разработки газовых месторождений ООО «ТННЦ» Станислав Бучинский. – Цель конференции – мотивировать сотрудников всей компании повышать эффективность разработки по газовому направлению. В течение двух дней мы обменивались опытом, результатами исследований, наработками, чтобы у всех участников конференции появились новые интересные идеи».

В ходе конференции участники рассмотрели вопросы контроля и регулирования разработки месторождений, а также прикладного моделирования и взаимодействия служб дочерних обществ и корпоративных научно-исследовательских и проектных институтов (КНИПИ). Всего на конференции были представлены 25 докладов в четырех технических сессиях: «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений», «Газоконденсатные исследования скважин», «Контроль и управление разработкой газовых и газоконденсатных месторождений», «Прикладное моделирование газовых и газоконденсатных месторождений». Работы участников оценивала комиссия, состоящая из специалистов центрального аппарата ПАО «НК «Роснефть» в области разработки месторождений.

Победу в номинации «Разработка газовых и газоконденсатных месторождений» одержал сотрудник ООО «ТННЦ» Дмитрий Глумов, а его коллега Елена Рейтблат стала лучшей в сессии «Газоконденсатные исследования скважин». Первым в номинации «Контроль и управление разработкой газовых и газоконденсатных месторождений» стал сотрудник ООО «РН-Уфанипинефть» Ринат Исламов, в области «Прикладного моделирования газовых и газоконденсатных месторождений» отмечен доклад сотрудника АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» Салавата Бикбулатова. Работа его коллеги Дениса Метелкина получила отдельный приз, вызвав горячую дискуссию у членов комиссии.

«Я доволен итогами конференции: мы смогли не только обменяться опытом, но и постарались найти коллективные решения по некоторым актуальным вопросам», – подводя итоги, заявил Станислав Бучинский.

Приоритет взаимодействия между дочерними обществами компании обозначил и начальник управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений ДУГАиП ПАО «НК «Роснефть» Олег Лознюк. По его словам, обмен сложившимися практиками в дочерних обществах особенно актуален, так как газовое направление в компании развивается относительно недавно. «Сегодня мы увидели прекрасный пример взаимодействия Уфанипинефти и Тюменского нефтяного научного центра. «Роснефть» имеет колоссальные запасы газа и газового конденсата, и вопросы синергии для повышения эффективности проектов крайне важны», – подчеркнул он.

Участники конференции также отметили плодотворную работу трех дней. «Я приехал на конференцию для того, чтобы поделиться инновационными наработками нашей компании, – в своем выступлении отметил один из победителей, сотрудник АО «РОСПАН ИНТЕРНЭШНЛ» Салават Бикбулатов. – Задачи дочерних обществ часто пересекаются и всегда приятно, когда люди находят решение здесь, на конференции».

Встреча специалистов по разработке газовых и газоконденсатных месторождений, организуемая ООО «ТННЦ», становится традиционной. В этом году конференция состоялась уже в третий раз. В 2017 г. в рамках конференции планируется обсудить не только разработку месторождений, но и обустройство скважин, переработку газа и другие не менее значимые вопросы.

«Сфера деятельности «Роснефти» расширяется, и я с удовольствием отмечаю, что такие конференции помогают внедрить новые практики в работу компании, – отметил Олег Лознюк. – Вся наша деятельность направлена на то, чтобы планы компании по развитию газового бизнеса были выполнены».

В 2015 г. добыча газа ПАО «НК «Роснефть» составила 62,5 млрд м³, или 20 % общей добычи углеводородов. К 2020 г. планируется ежегодно добывать 100 млрд м³, при этом ресурсный потенциал компании позволяет обеспечить дальнейшее наращивание добычи.

Регламентация процессов планирования, проведения и анализа эффективности ремонтно-изоляционных работ в скважинах ПАО «НК «Роснефть»

Т.Э. Нигматуллин (ООО «РН-Уфанипинефть»),
С.Е. Горячев, М.А. Александров, С.А. Дубовицкий (ПАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: ремонтно-изоляционные работы (РИР), нормативный документ
Key words: remedial cementing and water shutoff jobs, requirements document

Адреса для связи: NigmatullinTE@ufanipi.ru, s_goryachev@rosneft.ru

Введение

Вступление крупных нефтяных месторождений ПАО «НК «Роснефть» в позднюю и завершающую стадии разработки усугубляет существующие проблемы их эксплуатации. В первую очередь ухудшается техническое состояние фонда скважин, что ведет к росту бездействующего фонда. В результате увеличиваются объемы ремонтно-изоляционных работ (РИР).

РИР традиционно проводятся для снижения обводненности и поддержания работоспособности скважин на поздней стадии разработки месторождений. Однако в сочетании с другими геолого-техническими мероприятиями (ГТМ) или для обеспечения возможности проведения иных ГТМ РИР актуальны также на месторождениях, сравнительно недавно введенных в эксплуатацию.

В настоящее время ежегодно в ПАО «НК «Роснефть» РИР проводятся примерно в 750 скважинах, что составляет 5 % всех выполняемых ГТМ. С учетом высокой актуальности РИР в компании уделяется пристальное внимание данному вопросу. В декабре 2013 г. Советом директоров утверждена Программа энергосбережения. Одним из ключевых показателей экономии электроэнергии является ограничение водопритока из скважины, что приводит к снижению обводненности эксплуатационного фонда и операционных затрат на добычу и под-

готовку пластовой жидкости. Регулярно проводятся корпоративные конференции по обмену опытом по проектам Системы Новых Технологий, в том числе в области РИР, за последние годы дважды были организованы крупные тематические мероприятия: семинар «Ремонтно-изоляционные работы при эксплуатации нефтегазовых месторождений» (г. Москва, 04–05.10.12 г.) и конференция «Ремонтно-изоляционные работы и ограничение водопритока» (г. Бузулук, 19–20.02.14 г.).

По итогам последнего мероприятия выявлены недостатки в регулировании процессов планирования, проведения и анализа эффективности РИР и принято решение о разработке нормативного документа, регламентирующего указанные процессы.

Выполнить данную работу было поручено специалистам ООО «РН-Уфанипинефть» при поддержке Департамента нефтегазодобычи и Департамента научно-технического развития и инноваций ПАО «НК «Роснефть». Выбор исполнителя обусловлен тем, что на тот момент на базе ООО «РН-Уфанипинефть» функционировал центр компетенции по направлению РИР [1], а в настоящее время создается специализированный институт по направлению химизации производственных процессов.

Результат деятельности центра компетенции с 2007 по 2015 г. – реализация более 25 проектов в области РИР: в обществах Группы НК «Роснефть» от

юга России до Сахалина проведено более 230 скважино-операций, дополнительная добыча нефти составила около 300 тыс. т.

Предпосылки регламентации процессов планирования, проведения и анализа эффективности РИР

До недавнего времени процессы планирования, проведения и анализа эффективности РИР не были регламентированы, каждое общество Группы НК «Роснефть» выполняло их самостоятельно в рабочем порядке, что приводило к частичной потере преемственности, некоторых навыков и знаний при текучести кадров; отсутствию единых требований к сервисным организациям (уровень оснащенности, квалификация персонала, порядок проведения работ) в соответствии с лучшими отечественными и зарубежными практиками. Отсутствие единых подходов в свою очередь затрудняло тиражирование успешных технологий РИР в ПАО «НК «Роснефть».

Следует отметить, что процессы РИР регламентированы во многих нефтяных предприятиях России. Регламентация процессов планирования, проведения и анализа эффективности РИР в ПАО «НК «Роснефть» позволила бы предупредить, как минимум, следующие риски:

- выбор неподходящей технологии РИР или ее некачественная реализация;
- использование некачественных химических реагентов, неисправных технических средств, специальной техники и оборудования, привлечение неквалифицированного персонала для проведения РИР;
- повторные РИР в ходе ремонта скважин и, как следствие, увеличение сроков ремонта и затрат на него, потери нефти как явные (по скважине, находящейся в ремонте), так и скрытые (из-за задержки переезда бригад капитального ремонта скважин от одних скважин к другим).

Разработка нормативного документа в области РИР в НК «Роснефть»

Нормативный документ ПАО «НК «Роснефть» – Положение «Планирование, проведение и анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ» – разработан на основании опыта организации и проведения РИР в НК «Роснефть» и других нефтяных предприятиях России. Положение учитывает требования действующих отраслевых нормативных документов [2, 3], отечественных и международных стандартов [4–6]. Оно включает три процессных блока и соответствующие разделы (рис. 1).

Упрощенная схема взаимодействия при планировании, проведении и оценке эффективности РИР в соответствии с разработанным Положением представлена на рис. 2.



Рис. 1. Процессные блоки и разделы Положения «Планирование, проведение и анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ»



Рис. 2. Схема взаимодействия при планировании, проведении и оценке эффективности РИР

Ожидаемый эффект

Внедрение Положения позволит определить основные принципы обеспечения и контроля качества процесса РИР и повысить качество и эффективность РИР в целом за счет:

- снижения трудозатрат специалистов компании путем регламентации процессов планирования, проведения и анализа эффективности РИР;
- выявления некондиционных реагентов и материалов заблаговременно до проведения РИР путем установления единых требований к тампонажным составам и проведению их лабораторного тестирования;
- снижения аварийности и травматизма при проведении РИР путем установления единых требований к промышленному оборудованию и технике, техническому персоналу, задействованному в процессе РИР;
- обеспечения специалистов компании однородной и сравнимой информацией для анализа РИР, бенчмаркинга и принятия обоснованного решения о тиражировании технологий РИР в компании путем установления единых требований к порядку отчетности по выполненным РИР.

Заключение

Положение регламентирует процессы планирования, проведения и анализа эффективности РИР: определяет ключевые этапы и участников бизнес-процессов, эффективно распределяет функциональные обязанности между ними, устанавливает обязательные требования к бизнес-процессам и их результатам.

Дальнейшими путями развития авторам видится дополнение Положения единой методикой тестирования материалов для ограничения водопритока по пласту, включая исследования на образцах натурального керна в термобарических условиях пласта [7], и методическими подходами к РИР в условиях, не учитываемых текущей редакцией Положения, но актуальных для компании: РИР на шельфе, РИР в газовых скважинах и др.

Список литературы

1. Деятельность центра компетенции по направлению РИР в ООО «РН-Уфанипинефть» / А.Ю. Пресняков, И.Ю. Ломакина, Т.Э. Нигматуллин, В.А. Шайдуллин // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 7. – С. 26–27.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101.
3. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-116-85 (ППБО-85), утв. Министерством нефтяной промышленности 25.11.1985.
4. ISO 10426-1:2009 Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing. Part 1: Specification.
5. ISO 10426-2:2003 Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing. Part 2: Testing of well cements.
6. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Технические условия.
7. Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э. Лабораторное тестирование как инструмент минимизации рисков при проведении работ по ограничению водопритока в нефтяные скважины // Тезисы докладов VI Международной научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии». – Уфа: БашНИПИнефть. – 2016. – С. 53–55.

References

1. Presnyakov A.Yu., Lomakina I.Yu., Nigmatullin T.E., Shaydullin V.A., *Neft' Gaz. Novatsii*, 2013, no. 7, pp. 26–27.
2. *Federal rules and regulations in the field of industrial safety «Rules of safety in the oil and gas industry»*, approved by order no. 101 of the Federal Service for Ecological, Technological and Nuclear Supervision of 12 March 2013.
3. PPBO 116-85. *Fire safety regulations in the oil industry*.
4. ISO 10426-1:2009. *Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing*, Part 1: Specification.
5. ISO 10426-2:2003. *Petroleum and natural gas industries – Cements and materials for well cementing*, Part 2: Testing of well cements.
6. GOST 1581-96. *Well portland cements. Specifications*.
7. Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., *Laboratornoe testirovanie kak instrument minimizatsii riskov pri provedenii rabot po ogranicheniyu vodopritoka v neftnyanye skvazhiny* (Laboratory testing as a tool to minimize the risks at work on water inflow limiting in oil wells), Proceedings of VI International scientific and practical conference “Prakticheskie aspekty neftepromyslovoy khimii” (Practical aspects of oilfield chemistry), Ufa: Publ. of BashNIPIneft, 2016, pp. 53–55.

Техническое регулирование и региональная стандартизация в газовой отрасли в Евразийском экономическом союзе

М.А. Петровский, к.ф.-м.н. (ПАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: Евразийский экономический союз (ЕАЭС), газовая промышленность, углеводородные продукты, технологическая инфраструктура, стандарты организаций, национальные и региональные стандарты, кодексы, технические регламенты, гармонизация, качество, эффективность стандартизации, институт стандартизации

Key words: The Eurasian Economic Union (EAEU), natural gas industry, hydrocarbon products, technological infrastructure, standards of organization, national and regional standards, codes of practice, technical regulations, harmonization, quality, efficiency of standardization, institute of standardization

Адрес для связи: mapetrovsky@mail.ru

Введение

Газовая промышленность играет большую роль в надежном и экологически чистом энергоснабжении потребителей в мире, в том числе государств – членов Евразийского экономического союза (ЕАЭС): Армении, Беларуси, Казахстана, Киргизии, России. На примере Российской Федерации масштабы региональной системы газоснабжения в ЕАЭС можно охарактеризовать следующими показателями.

1. Обустройство месторождений газа на суше:

- эксплуатационный фонд скважин превышает 7400 единиц;
- число установок комплексной и предварительной подготовки газа – более 190.

2. Обустройство месторождений газа на море:

- к 2030 г. на морских месторождениях запланирована добыча газа (при условии отсутствия санкций) более 60 млрд м³ с установкой около 40 подводно-добычных комплексов и прокладкой более 3000 км промысловых трубопроводов.

3. Магистральный транспорт газообразных углеводородов и подземное хранение газа:

- протяженность магистральных газопроводов составляет не менее 170 тыс. км;
- магистральный трубопроводный транспорт газа обеспечивают около 274 компрессорных станций;

- 25 подземных хранилищ газа (ПХГ) находятся в эксплуатации; максимальный объем газа в одном ПХГ составляет более 85 млрд м³;

- морская магистральная газопроводная система с возможным вводом в эксплуатацию новых очередей газопроводов «Северный поток» и строительство новых газопроводов в Турцию с учетом действующих морских газопроводов достигнет протяженности около 6 тыс. км.

4. Переработка и сжижение газообразных углеводородов:

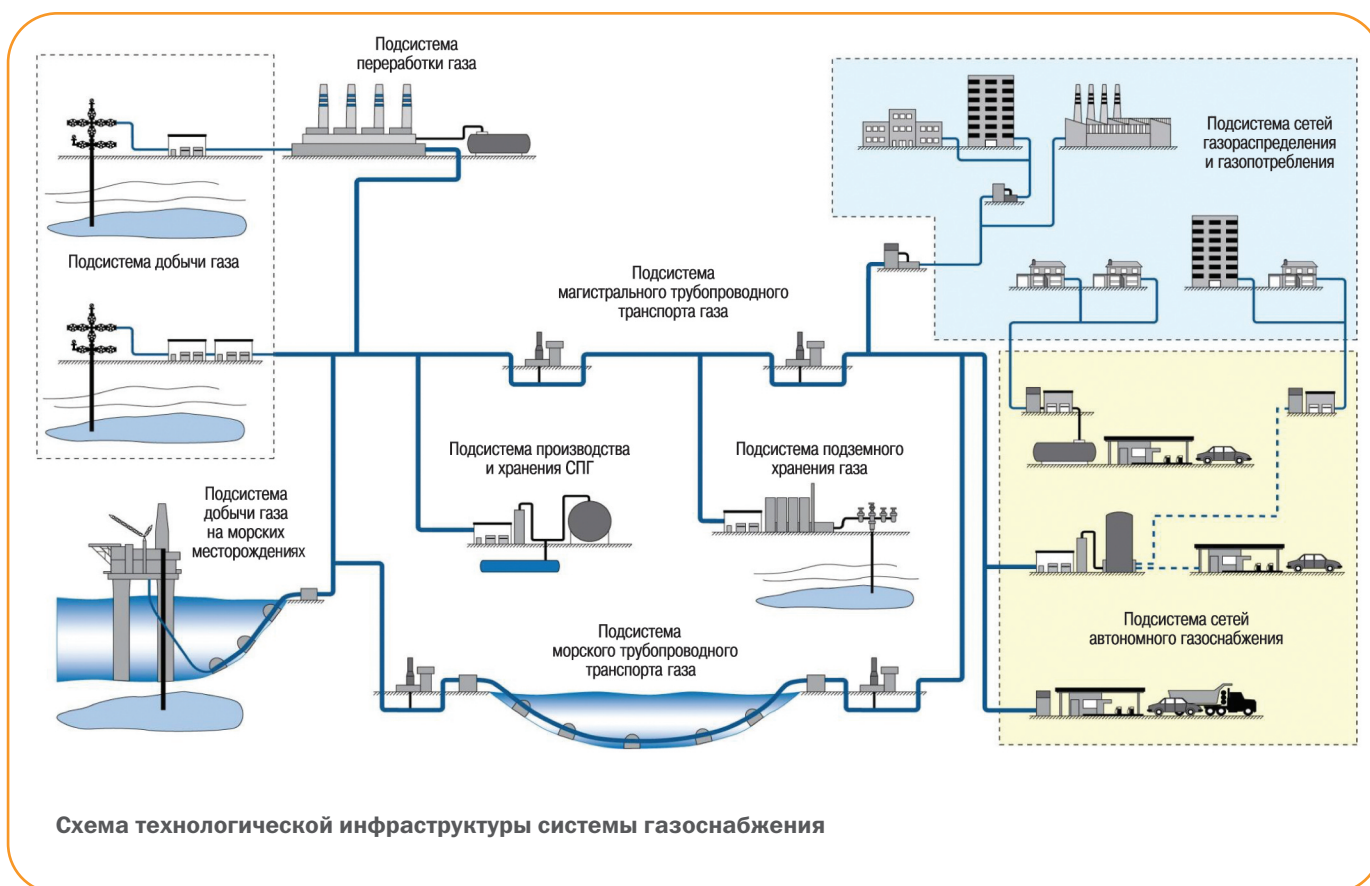
- объем переработки природного горючего и нефтяного газа на 25 газоперерабатывающих предприятиях в 2011 г. составил около 68 млрд м³; в 2014 произведено более 13 млн т сжиженных углеводородных газов (СУГ);

- крупнотоннажное производство сжиженного природного газа (СПГ) в 2011 г. составило более 10 млн т;

- запланировано строительство заводов крупнотоннажного производства СПГ мощностью более 10 млн т/год и не менее шести станций малотоннажного производства.

5. Система газораспределения:

- протяженность распределительных газопроводов составляет более 630 тыс. км;



– подготовленный природный газ транспортируется в более 31500 населенных пунктов, в которых газифицировано более 24 млн абонентов, из них – более 280 тыс. предприятий и котельных.

– не менее 243 автомобильных газонаполнительных компрессорных станций действует в 59 регионах; через них в 2011 г. было реализовано более 360 млн м³ компримированного природного газа.

Глобализация торговли продукции газовой промышленности требует совершенствования и гармонизации региональных (ЕС, ЕАЭС, США и др.) отраслевых систем технического регулирования и стандартизации в соответствии с правилами и процедурами ВТО.

Продукция и техническое регулирование в газовой отрасли

Продукцию газовой промышленности в соответствии с концепцией технического регулирования [1] можно разделить на следующие группы:

– углеводородная продукция (УВ продукция) добывающих и перерабатывающих предприятий: газ горючий природный (ГПП), подготовленный к транспортированию и (или) использованию; СУГ для использования в качестве топлива;

– технологическая инфраструктура для добычи, переработки, транспорта, хранения, реализации газообразных углеводородов (см. рисунок);

– иная продукция (по согласованию заинтересованных сторон).

УВ продукция включена в Единый перечень (далее – Перечень) продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза (ЕАЭС) [2]. Для УВ продукции в ЕАЭС сложилась двухуровневая модель технического регулирования: первый уровень – технические регламенты для каждого вида продукции из Перечня; второй – региональные стандарты, а при их отсутствии (до принятия) – национальные стандарты государств – членов ЕАЭС с требованиями к УВ продукции и методам оценки (подтверждения) ее соответствия.

Для технологической инфраструктуры в работе [1] предложена трехуровневая модель технического регулирования. Рассмотрим перечень документов стандартизации – сводов правил для технологической инфраструктуры в сегментах upstream, midstream, downstream, которые предлагается разработать в рамках трехуровневой модели технического регулирования.

Обустройство газовых месторождений УВ:

- свод правил «Система газоснабжения. Обустройство месторождений газа на суше»;
- свод правил «Система газоснабжения. Обустройство месторождений газа на море».

Магистральный транспорт газообразных УВ и подземное хранение газа:

- свод правил «Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа»;
- свод правил «Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газового конденсата и ШФЛУ»;
- свод правил «Система газоснабжения. Подземное хранение газа».

Переработка и сжижение газообразных УВ:

- свод правил «Система газоснабжения. Переработка газа»;
- свод правил «Система газоснабжения. Сжижение природного газа. Крупнотоннажное производство»;
- свод правил «Система газоснабжения. Сжижение природного газа. Малотоннажное производство».

Магистральный транспорт продуктов переработки газообразных УВ:

- свод правил «Система газоснабжения. Транспортировка продуктов переработки газа автомобильным, железнодорожным и водным транспортом».

Система газораспределения (в том числе сети газораспределения и газопотребления, автозаправочные станции и др.):

- свод правил «Система газоснабжения. Сети газораспределения и газопотребления»;
- свод правил «Система газоснабжения. Автозаправочные станции КПП, СПГ, СУГ».

Вышеуказанные своды правил для технологической инфраструктуры в случае их разработки и принятия в Российской Федерации могут служить основой для разработки и принятия региональных сводов правил в ЕАЭС. Это решит задачу гармонизации национальных норм и правил функционирования технологической инфраструктуры газовой промышленности ЕАЭС в рамках обязательств, взятых государствами – членами ЕАЭС по Договору о Евразийском экономическом союзе [3].

Следует отметить, что ранее в Российской Федерации были разработаны два проекта технических регламентов: для обеспечения безопасности добычи и обеспечения безопасности магистрального трубопроводного транспорта жидких и газообразных углеводородов. Проект российского технического регламента для добычи углеводородов

прекратил свое существование. Проект для магистрального трубопроводного транспорта (уже в статусе проекта регионального технического регламента ЕАЭС «Требования к магистральным трубопроводам для транспортирования жидких и газообразных углеводородов») уже много лет находится в стадии согласования и обсуждения. Оба проекта основывались на двухуровневой модели технического регулирования. Однако, как показал опыт разработки технических регламентов в нефтегазовой отрасли в Российской Федерации и Норвегии, применение двухуровневой модели технического регулирования для технологической инфраструктуры малоэффективно.

Роль и функции региональных документов стандартизации

В Договоре о Евразийском экономическом союзе [3] установлен приоритет региональных стандартов по отношению к национальным стандартам государств – членов ЕАЭС. Региональные документы стандартизации выполняют регулируемую, экономическую, образовательную, квалификационную и социальную функции.

Регулирующая функция: ввод в обращение и исполнение в ЕАЭС единых правил и требований к допуску продукции (УВ продукции и объектов технологической инфраструктуры, их составных частей и элементов); регулирование и уменьшение технических барьеров в торговле; защиту отрасли от использования продукции с неприемлемыми рисками; гармонизацию с региональными отраслевыми стандартами ЕС и других стран в рамках ВТО.

Экономическая функция: локализация и стимулирование изготовления продукции на территории государств – членов ЕАЭС; сохранение и создание новых рабочих мест в отрасли и смежных отраслях на территории государств – членов ЕАЭС; выработка и соблюдение единых технических правовых основ для ведения бизнеса в отрасли на территории государств – членов ЕАЭС; улучшение финансовых показателей и экономической эффективности деятельности предприятий в отрасли и в смежных с нею отраслях экономики.

Образовательная функция: закрепление в письменной форме на русском языке технических знаний и навыков для обучения новых специалистов на территории государств – членов ЕАЭС; отраслевая и межотраслевая профессиональная подго-

товка и повышение квалификации специалистов, вузовское и послевузовское образование.

Квалификационная функция: наличие единых отраслевой квалификации и отраслевых профессиональных стандартов в ЕАЭС.

Социальная функция: консенсус бизнеса, населения и органов государственной власти стран – членов ЕАЭС в отношении продукции отрасли, а также в области безопасности и охраны окружающей среды, при использовании наилучших доступных технологий, юридически подкрепленный принятием региональных стандартов и сводов правил.

Использование предприятиями отрасли региональных (национальных) стандартов и сводов правил в качестве стандартов организации может увеличить экономическую эффективность деятельности предприятий: повысить доходность и выручку, обеспечить исполнение бюджета, сократить затраты, увеличить поток наличности и доход от инвестированного капитала; повысить конкурентоспособность, привлечь и поддерживать лояльность потребителей, повысить эффективность принятия решений, оптимизировать использование наличных ресурсов, повысить ответственность работников, увеличить интеллектуальный капитал, расширить сферу деятельности и повысить надежность организации и др.

Значительные объемы потребления УВ продукции и масштабы технологической инфраструктуры отрасли положительно влияют на деятельность смежных отраслей экономики в ЕАЭС.

Система региональных документов стандартизации

Для ГПП, подготовленного к транспортированию и (или) использованию, и СУГ в ЕАЭС созданы и действуют десятки национальных, региональных и корпоративных стандартов. Стандарты содержат требования к ГПП, подготовленному для магистрального транспорта, промышленного и коммунально-бытового назначения, компримированному для двигателей внутреннего сгорания, СПГ [8], а также к СУГ. Перечни региональных стандартов опубликованы на сайтах ЕАЭС и Межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 52 «Природный газ и сжиженные газы». Региональные стандарты для УВ продукции точно гармонизированы в рамках ВТО с международными и зарубежными региональными стандар-

тами. Требуется разработать, актуализовать, в том числе перевести из национальных и корпоративных в региональные, небольшое число дополнительных стандартов, гармонизируя их с международными стандартами.

Для перехода от использования двухуровневой модели технического регулирования технологической инфраструктуры системы газоснабжения к трехуровневой предстоит выполнить большой объем работы по подготовке, согласованию и введению в действие сводов правил и взаимосвязанных с ними региональных (национальных) стандартов для различных сегментов технологической инфраструктуры системы газоснабжения. Например, только для технологической инфраструктуры магистрального транспорта газообразных углеводородов и подземного хранения газа потребуется несколько сводов правил и десятки взаимосвязанных со сводами правил региональных (национальных) стандартов. Перечень действующих региональных стандартов приведен на сайтах ЕАЭС и Межгосударственного технического комитета по стандартизации МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа». Государства – участники МТК 523 – Армения, Беларусь, Казахстан, Украина, Россия, Азербайджан, Кыргызстан, государства-наблюдатели – отсутствуют. МТК 52 и МТК 523 функционируют в рамках Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации (МГС) [4].

Группа региональных (национальных) стандартов, устанавливающих требования к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия, совместно с международным стандартом ISO 29001 (ANSI/API Q1) формируют основу для стандартизации системы менеджмента качества организаций-изготовителей, поставщиков УВ продукции, составных частей и элементов объектов технологической инфраструктуры системы газоснабжения. В государствах – членах ЕАЭС предстоят большие работы по внедрению современных стандартов системы менеджмента качества на предприятиях отрасли и в цепи поставщиков продукции, а также по созданию отраслевой системы оценки соответствия и мониторинга выполнения стандартов. При этом особое внимание надо уделить предотвращению дублирования работ по оценке соответствия.

Для создания в газовой отрасли ЕАЭС современной системы технического регулирования потре-

буются годы, но важность и масштаб задач обуславливают необходимость приступить к их решению в настоящее время. В США и ЕС эти задачи решаются на государственном уровне в рамках государственно-частного партнерства.

Качество программы региональной стандартизации

В стандартизации (тем более региональной) в масштабах целой отрасли, где практически все функционально технологически взаимосвязано и должно быть технически совместимо, некачественная подготовка программы региональной стандартизации и бессистемная стандартизация просто недопустимы. В стандартизации в отрасли горизонт видения должен распространяться на годы и даже десятки лет. Следует аккумулировать и использовать весь опыт, накопленный в этой области, чтобы результат удовлетворил и будущие поколения, и региональных соседей.

В работе Э. Деминга [5] перечислены семь смертельных болезней менеджмента, которые характерны и для стандартизации. К ним относятся использование многочисленных, малоэффективных КРП (ключевых показателей эффективности) с некачественным, узким горизонтом видения результатов и выгоды. Подготовка программы региональной стандартизации, оценка экономической эффективности и контроль качества (мониторинг) выполнения региональных стандартов должны проводиться централизованно и профессионально институтом отраслевой стандартизации на основе накопленного опыта, консенсуса и баланса интересов заинтересованных сторон с многолетним горизонтом видения задач и регулярной интегральной оценкой результатов в корпоративном, региональном и международном масштабах.

Региональные и корпоративные стандарты

В настоящее время отмечается значительный разрыв между корпоративными и региональными документами по стандартизации в отрасли: корпоративные стандарты существенно преобладают над региональными, а при отсутствии последних – над национальными. Недопустимо мало число как корпоративных требований, поднятых на региональный (национальный) уровень ЕАЭС, так самих региональных стандартов для нефтегазовой технологической инфраструктуры. Это крайне от-

рицательно влияет на формирование региональной технической культуры в отрасли, что в будущем может привести к крупномасштабным негативным последствиям – неоправданным техническим барьерам во внутренней и внешней торговле и (или) потере самостоятельности и существенной зависимости в ЕАЭС от зарубежных стандартов и производителей, поставщиков продукции (услуг) [4].

Длительный временной разрыв между корпоративными и региональными (национальными) стандартами отрицательно влияет на финансовую и экономическую эффективность работы предприятия. Это можно проиллюстрировать на примере корпоративной унификации проектных решений. Корпоративная унификация проектных решений предназначена для снижения затрат в инвестиционных проектах компании. Если компания выходит на государственную экспертизу проекта с унифицированным проектным решением для объекта технологической инфраструктуры, основанном на корпоративных стандартах, то ей необходимо для конкретного объекта разработать и согласовать специальные технические условия (СТУ), обоснования безопасности опасного производственного объекта (ОПО) и др. Это помимо потерь времени и прямых затрат на разработку этих документов, приводит к дополнительным затратам в инвестиционных проектах. Перечисленные проблемы будут повторяться от объекта к объекту, и проведенная корпоративная унификация проектных решений и затрат на нее окажется неэффективной.

Это лишь одна из составляющих, связанных с временным разрывом между корпоративными и региональными (национальными) стандартами. Если учесть роль и функции региональных стандартов (экономическая, образовательная, квалификационная, социальная) и значительный мультипликативный эффект от применения стандартов, то «цена» разрыва между корпоративными и региональными стандартами возрастает многократно.

Для предотвращения необоснованных затрат времени и денег и усиления своего регионального значения компании должны качественно подготавливать корпоративные стандарты на основе отечественного и зарубежного опыта и гармонизировать их с региональными и международными стандартами. Разрыв между стандартами организации (корпоративными стандартами) и регио-

нальными (национальными) стандартами допустим только в исключительных случаях при необходимости (обоснованности) такого разрыва.

Межотраслевая стандартизация

Необходимо также согласовать системы стандартов газовой промышленности со стандартами смежных отраслей, такими как электроэнергетика, трубная промышленность и др. Согласование стандартов может затрагивать вопросы электрообеспечения потребителей с использованием газовой электростанции или применения трубной продукции в газопроводах (магистральных, промысловых) и др., когда стандарты газовой электростанции или трубной продукции требуют уточнения (изменения и (или) дополнения) в зависимости от условий использования продукции применительно к газовой промышленности.

Межотраслевую стандартизацию в нефтегазовой отрасли следует проводить централизованно, как это осуществляется в мире для межотраслевой стандартизации систем менеджмента качества, когда международный общепромышленный стандарт системы менеджмента качества ISO 9001 [6] уточняется и дополняется отраслевыми требованиями и в результате преобразуется в международный (региональный) стандарт системы менеджмента качества ISO 29001 (ANSI/API Q1) [7] нефтегазовой отрасли.

Заключение

Задачи, которые предстоит решать в области корпоративной, региональной (национальной) стандартизации и технического регулирования, являются сложными и масштабными, требующими взаимодействия многих участников. Для профессионального решения этих задач и координации деятельности участников необходимо создание института отраслевой стандартизации.

Список литературы

1. Петровский М.А., Аграфенин С.И. О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 3. – С. 6-11.

2. Решение Комиссии Таможенного союза от 28.01.2011 № 526 (ред. от 23.11.2012) «О Едином перечне продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_110159/

3. Договор о Евразийском экономическом союзе. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/

4. Петровский М.А. О формировании системы технического регулирования Таможенного союза // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 3. – С. 14-17.

5. Деминг Э. Выход из кризиса: Новая парадигма управления людьми, системами и процессами. – М.: Альпина Бизнес Букс, 2007. – 370 с.

6. ISO 9001:2015. Системы менеджмента качества. – Требования.

7. ISO/TS 29001:2010. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Отраслевые системы менеджмента качества. Требования к организациям, поставляющим продукцию и услуги.

8. Петровский М.А., Юсупова З.М. О техническом регламенте Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 4. – С. 24-27.

References

1. Petrovskiy M.A., Agrafenin S.I., *About the concept of technical regulating in the petroleum and natural gas industry* (In Russ.) Nauchno-tekhnicheskij vestnik ОАО «NK “Rosneft”, 2016, no. 3, pp. 6-13.

2. Decision of the Customs Union Commission of January 28, 2011 No. 526 “On Unified List of Products for which Mandatory Requirements are Established in the Customs Union”, URL: <http://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=32711>

3. *The Agreement on the Eurasian Economic Union*, URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_163855/

4. Petrovskiy M.A., *About the Customs Union technical regulating system* (In Russ.) Nauchno-tekhnicheskij vestnik ОАО «NK “Rosneft”, 2016, no. 3, pp. 14-17.

5. Deming W.E., *Out of Crisis, The MIT Press Cambridge*, Massachusetts, London, England, 1986.

6. ISO 9001:2015, *Quality management systems – Requirements*.

7. ISO/TS 29001:2010, *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Sector-specific quality management systems – Requirements for product and service supply organizations*.

8. Petrovskiy M.A., Yusupova Z.M., *About the Eurasian Economic Union technical regulation for natural gas prepared for use and transportation* (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskij vestnik ОАО «NK “Rosneft”, 2016, no. 4, pp. 24-27.

О техническом регламенте Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»

М.А. Петровский, к.ф.-м.н. (ПАО «НК «Роснефть»),
З.М. Юсупова, к.х.н. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Ключевые слова: Евразийский экономический союз, газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения, газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания, газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам, газ горючий природный сжиженный – топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок, качество природного газа, качество газовой инфраструктуры, расчет метанового числа, система менеджмента качества

Key words: The Eurasian Economic Union (EAEU); natural fuel gases for commercial and domestic use; compressed natural fuel gas for internal-combustion engines; combustible natural gases, delivered and transported by gas pipelines; liquefied natural gas-fuel for internal-combustion engine and generating unit; natural gas -- quality designation; gas infrastructure – quality; calculation of methane number; quality management systems

Адрес для связи: mapetrovsky@mail.ru

Введение

В результате реформы технического регулирования страны – члены Евразийского экономического союза (ЕАЭС) смогли выработать единый подход к объектам и техническому регулированию для углеводородной продукции нефтегазовой отрасли [1]. В ЕАЭС было принято решение о включении «газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» в Единый перечень продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза [2]. При участии ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была начата разработка технического регламента «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» (проекта регламента).

Предпосылки для создания проекта регламента

При разработке проекта регламента принималось во внимание, что природный газ, являясь достаточно экологически чистым видом топлива, обладает свойствами, которые могут представлять опасность как для человека, так и для окружающей среды. Природный газ пожаро-, взрывоопасен, некоторые его компоненты могут оказывать вредное воздействие на человека. Токсичными могут быть также продукты его сгорания, причем степень их воздействия зависит от концентрации содержащихся в газе

вредных компонентов. Некоторые компоненты природного газа оказывают агрессивное влияние на газовое оборудование и трубопроводы, вызывая коррозию, отложения самовоспламеняемых веществ (пирофоров), гидратов, осложняющих транспорт и использование газа.

Для минимизации рисков и обеспечения безопасного использования и безаварийного транспорта природного газа во многих странах мира на региональном или государственном уровне регламентируются требования к его качеству. Так, в Евросоюзе действует обязательный к исполнению стандарт EN 16726:2015 Gas infrastructure – Quality of gas – Group H (Газовая инфраструктура – Качество газа – Группа H), разработанный по мандату Европейской комиссии и нормирующий физико-химические свойства газа, подготовленного к транспорту и использованию. Эти нормы являются основой контрактных соглашений при поставках газа, в том числе российского, в Европу.

В отечественной практике в советское время требования к природному газу были установлены в ГОСТ 5542 «Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия», ГОСТ 27577 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия» и ОСТ 51.40 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия».

Первые два стандарта действуют и в настоящее время. ОСТ 51.40-93 перестал действовать в связи с принятием стандарта организации СТО Газпром 089-2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия».

Следует отметить, что федеральный закон «О техническом регулировании» [3], введенный в действие 2003 г., позволил реализовать принцип добровольности применения стандартов, закрепленный позднее в законе «О стандартизации в Российской Федерации» [4]. При этом обязательная оценка соответствия природного газа нормам, указанным в стандарте, была установлена только в отношении содержания сернистых соединений в сжиженном природном газе, используемом как моторное топливо [5].

Основные положения проекта регламента

В настоящее время разработанный проект регламента Евразийского экономического союза прошел публичное обсуждение. По его итогам проект регламента был доработан и подготовлен для направления в Евразийскую экономическую комиссию для принятия решения о направлении на внутригосударственное согласование.

Область применения технического регламента охватывает:

- газ горючий природный, подготовленный к транспортированию по магистральным газопроводам;
- газ горючий природный промышленного и коммунально-бытового назначения;
- газ горючий природный сжиженный (КПГ), используемый в качестве топлива для двигателей внутреннего сгорания;
- газ горючий природный сжиженный (СПГ).

Проект регламента не распространяется на природный газ, поставляемый по государственному оборонному заказу, находящийся на хранении в организациях, обеспечивающих сохранность государственного материального резерва, и на газ, экспортируемый за пределы ЕАЭС.

Требования к перечисленным видам газа сформированы на основе действующих межгосударственных [6, 7] и национальных [8, 9] стандартов, а также стандарта ПАО «Газпром» [10]. Кроме того, были учтены положения международных и регионального стандартов [11-13]. Эти требования включены непосредственно в проект регламента, поскольку перечень стандартов, в результате добровольного применения которых обеспечивается выполнение регламента, в настоящее время невозможно сформиро-

вать из-за отсутствия регионального (межгосударственного) или национального стандарта РФ, содержащего требования к газу, подготовленному к транспортированию по магистральным газопроводам. Кроме того, требования регламента в ряде случаев отличаются от действующих в соответствующем стандарте. Например, для обеспечения безопасных детонационных характеристик КПГ в регламенте принят показатель «расчетное метановое число», являющийся более корректным для газового моторного топлива, чем «расчетное октановое число», установленное в ГОСТ 27577-2000 [7].

Оценка соответствия природного газа требованиям технического регламента осуществляется через подтверждение соответствия в форме декларирования соответствия перед выпуском продукции в обращение на территории ЕАЭС. На рисунке приведена обобщенная схема технологической инфраструктуры системы газоснабжения, включающая добычу, подготовку, транспорт и распределение ГПГ; на ней отмечены точки выпуска в обращение (ввозимого) и оценки соответствия подготовленного природного газа. Выпуск в обращение продукции на территории ЕАЭС включает также ввоз продукции из стран, не являющихся участниками ЕАЭС.

Соответствие природного газа, подготовленного к транспорту и (или) использованию, требованиям регламента определяется по типовым схемам оценки (подтверждения) соответствия, приведенным в «Положении о порядке применения типовых схем оценки (подтверждения) соответствия в технических регламентах Таможенного союза» [14]. Для СПГ испытания должны проводиться в аккредитованной лаборатории, а для остальных видов продукции, выпускаемой серийно, – по выбору заявителя в аккредитованной или неаккредитованной лаборатории. Для выпускаемого в обращение единичной партией подготовленного природного газа необходимо наличие результатов испытаний, проведенных только в аккредитованной лаборатории.

Проект регламента в типовой схеме 6Д декларирования соответствия предусматривает наличие системы менеджмента качества (СМК). СМК может устанавливать требования к качеству природного газа, выпускаемого в обращение, и технологической инфраструктуры, используемой для подготовки газа. Актуально применять СМК на основе специализированного международного стандарта СМК ISO 29001 (ANSI/API Q1) [15] совместно со стандартами, устанавливающими требования к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия продукции.

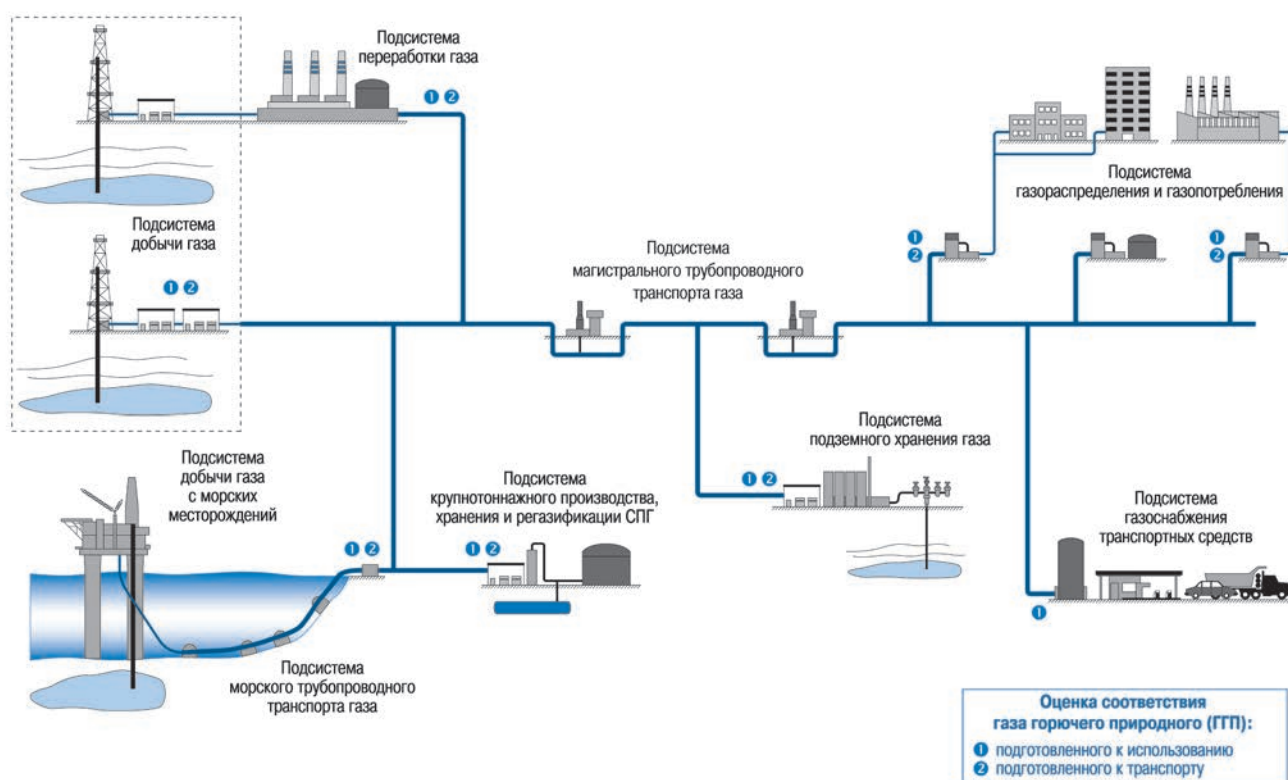


Рис. 1. Схема инфраструктуры системы газоснабжения для ГПП, подготовленного к транспортированию и (или) использованию (не включены морской трубопроводный транспорт природного газа и малотоннажное производство, хранение, регазификация СПГ)

В перечень стандартов с требованиями к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия, в том числе к проведению испытаний природного газа, подготовленного к транспорту и (или) использованию, включены региональные (межгосударственные) стандарты и национальные стандарты стран – участников ЕАЭС (до разработки соответствующих региональных-межгосударственных стандартов). Следует отметить, что в настоящий момент в ЕАЭС отсутствует стандартизированный метод определения «расчетного метанового числа».

Для устранения этого недостатка в план профильного МТК 52 «Природный газ и сжиженные газы» на 2017 г. включена разработка регионального (межгосударственного) стандарта на основе международного документа ISO/TO 22302:2014 «Газ природный. Расчет метанового числа». Кроме того, с целью формирования группы региональных стандартов оценки (подтверждения) соответствия требуется актуализация ряда региональных (межгосударственных) стандартов, необходимых для проведения испытаний природного газа, например, ГОСТ 22387.4-77 [16], и перевод ряда на-

циональных стандартов [17, 18] в статус региональных (межгосударственных).

В рамках реализации двухуровневой модели технического регулирования для углеводородной продукции в нефтегазовой отрасли в ЕАЭС [1], кроме группы стандартов с требованиями к процедурам (методам) оценки (подтверждения) соответствия, необходимо сформировать группу региональных стандартов с требованиями к продукции:

- региональный (межгосударственный) стандарт, устанавливающий требования к природному газу, подготовленному к транспортированию по магистральным газопроводам;
- региональный (межгосударственный) стандарт, содержащий требования к СПГ на основе ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия».

Необходимо также актуализировать региональный (межгосударственный) стандарт ГОСТ 27577-2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия».

Закключение

Авторы надеются, что введение в действие технического регламента ЕАЭС «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию» и связанных с ним стандартов будет способствовать дальнейшему повышению качества подготовки природного газа и безопасности его использования и транспорта на территории Евразийского экономического союза.

Список литературы

1. Петровский М.А., Аграфенин С.И. О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли// Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2016. – № 3. – С. 6–13.
2. Решение Комиссии Таможенного союза № 526 от 28.01.11 г. (ред. от 23.11.12 г.) «О Едином перечне продукции, в отношении которой устанавливаются обязательные требования в рамках Таможенного союза». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_110159/
3. Федеральный закон «О техническом регулировании» № 184-ФЗ от 27.12.02 г. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_40241/
4. Федеральный закон «О стандартизации в Российской Федерации» № 162-ФЗ от 29.06.15 г. – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_181810/
5. Единый перечень продукции, подлежащей обязательной сертификации (Утвержден Правительством РФ № 982 от 01.12.09 г.).
6. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Технические условия.
7. ГОСТ 27577-2000. Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия.
8. СТ РК 1666-2007. Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия.
9. ГОСТ Р 56021-2014. Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия.
10. СТО Газпром 089-2010. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия.
11. ИСО 13686-2013. Природный газ. Обозначение качества.
12. ИСО 15403-1:2006. Природный газ. Сжатый природный газ для применения в качестве автомобильного топлива. Часть 1. Обозначение качества.
13. EN 16726:2015. Gas infrastructure – Quality of gas – Group H.
14. Решение Комиссии Таможенного союза № 621 от 07.04.11 г. «Положение о порядке применения типовых схем оценки (подтверждения) соответствия в технических регламентах Таможенного союза».

15. ISO/TS 29001:2010. Нефтяная, нефтехимическая и газовая промышленность. Отраслевые системы менеджмента качества. Требования к организациям, поставляющим продукцию и услуги.
16. ГОСТ 22387.4-77. Газ для коммунально-бытового потребления. Метод определения содержания смолы и пыли.
17. ГОСТ Р 53367-2009. Газ горючий природный. Определение серосодержащих компонентов хроматографическим методом.
18. ГОСТ Р 56719-2015. Газ природный сжиженный. Отбор проб.

References

1. Petrovskiy M.A., Agrafenin S.I., *About the concept of technical regulating in the petroleum and natural gas industry* (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskiy vestnik ОАО «НК «Rosneft», 2016, no. 3, pp. 6–13.
2. Decision of the Customs Union Commission of 28 January 2011, no. 526 “On Unified List of Products for which Mandatory Requirements are Established in the Customs Union”, URL: <http://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=32711>
3. Federal Law no. 184-FZ, dated 27.12.2002, “On Technical Regulating”, URL: http://www.test-e.ru/upload/On_technical_regulating.pdf
4. Federal Law from June 29, 2015 of no. 162-FZ “About standardization in the Russian Federation”, URL: <http://en.smb.gov.ru/support/regulation/162fz/>
5. *The list of products for mandatory certification* (approved by the Government of the Russian Federation, 1 December 2009, no. 982).
6. GOST 5542:2014. *Natural fuel gases for commercial and domestic use. Specifications.*
7. GOST 27577:2000. *Compressed natural fuel gas for internal-combustion engines. Specifications.*
8. ST RK 1666:2007. *Combustible natural gases, delivered and transported by gas pipelines. Specifications.*
9. GOST R 56021:2014. *Liquefied natural gas. Fuel for internal-combustion engine and generating unit. Specifications.*
10. STO Gazprom 089:2010. *Combustible natural gas, delivered and transported by gas pipelines. Specifications.*
11. ISO 13686:2013. *Natural gas — Quality designation.*
12. ISO 15403-1:2006. *Natural gas — Natural gas for use as a compressed fuel for vehicles. Part 1: Designation of the quality.*
13. EN 16726:2015. *Gas infrastructure – Quality of gas – Group H.*
14. The decision of the Customs Union Commission of 28 April 2011, no. 621, “About the use of conformity assessment schemes in the technical regulations of the Customs Union”.
15. ISO/TS 29001:2010. *Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Sector-specific quality management systems – Requirements for product and service supply organizations.*
16. GOST 22387.4-77. *Gas for domestic and public utilities. Method for determination of tar and dust content.*
17. GOST R 53367-2009. *Combustible natural gas. Determination of sulfur-containing components using chromatographic method.*
18. GOST R 56719-2015. *Liquefied natural gas. Sampling.*

Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири

С.Е. Агалаков, к.г.-м.н. (ООО «ТНЦ»),
В.Б. Хмелевский, О.В. Бакуев, О.А. Лознюк (ПАО «НК «Роснефть»)

Ключевые слова: ипатовская свита, газсалинская пачка, русско-речинская толща, турон-коньяк-сантонские отложения, региональные стратиграфические схемы

Key words: Ipatovskaya formation, gazsalinskaya member, russko-rechinskaya section, Turonian-coniacian-santonian sediments, regional stratigraphic schemes

Адрес для связи: seagalakov@rosneft.ru

Введение

Согласно существующим региональным стратиграфическим схемам (РСС) [1, 2] турон-коньяк-сантонские верхнемеловые отложения Западной Сибири представлены кузнецовским и ипатовским горизонтами. По РСС нижнеберезовская подсвита входит в ипатовский горизонт. Ее фациальными аналогами являются отложения нижнечасельской подсвиты, ипатовская, маргельтовская, насоновская свиты. Их кровли совмещены с границей сантонского и кампанского ярусов.

Согласно действующей схеме литофациального районирования (рис. 1) ипатовская свита и газсалинская пачка кузнецовской свиты имеют разный возраст и располагаются одна над другой. Фактически схемы не менялись уже несколько десятков лет из-за сравнительно низких перспектив нефтегазоносности послесеноманских отложений и представления о чрезвычайной простоте строения верхнемеловых отложений Западной Сибири.

За прошедшие годы накоплен сравнительно небольшой объем кернового материала, который исследовался в основном с точки зрения возрастной датировки вмещающих толщ. Это позволяло В.М.

Подобиной, З.И. Булатовой, Э.Н. Кисельман, Ф.В. Киприяновой, М.И. Таначевой и ряду других специалистов совершенствовать диагностику различных палеонтологических ассоциаций и уточнять стратиграфическую приуроченность местных подразделений. Другая группа исследователей (в основном представители ЗапСибНИГНИ: Н.Х. Кулахметов, М.И. Мишульский, В.Г. Елисеев и другие) совершенствовала представления о геологическом строении верхнемеловых отложений посредством составления схем корреляции материалов геофизических исследований скважин (ГИС). Третье направление исследований – изучение разрезов верхнего мела по коренным выходам на Гыданском п-ове и в Усть-Енисейском районе – осуществлялось в конце 80-х годов XX века группой новосибирских ученых под руководством В.А. Захарова.

Однако одним методом невозможно решить все проблемы, тем более, что фактический материал сильно рассредоточен по территории и зачастую получен в разных подразделениях. Отсутствие комплексного подхода привело к появлению множества нерешенных вопросов. В частности, в дан-



Рис. 1. Фрагмент РСС верхнемеловых отложений Западной Сибири (а) и схема литофациального районирования (б)

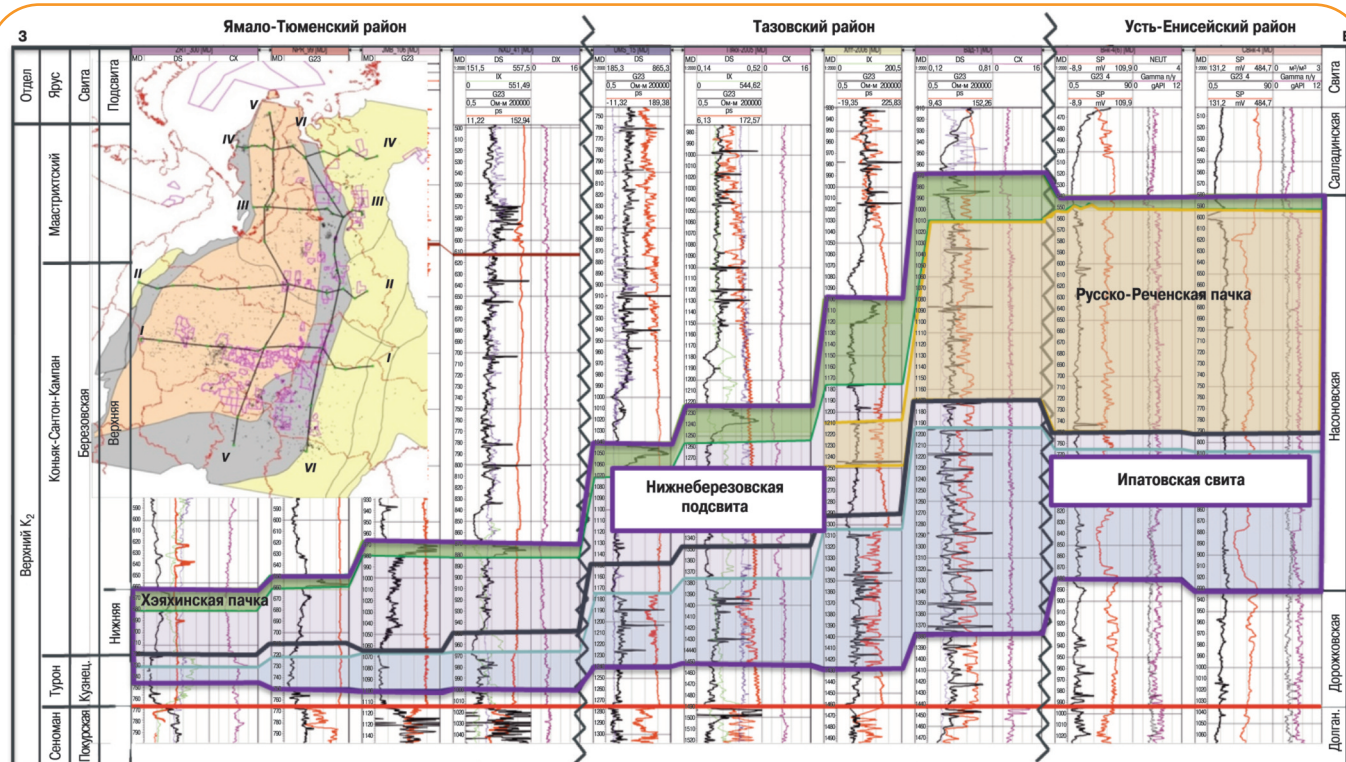


Рис. 2. Прослеживание нижнеберезовского и кузнецовско-ипатовского комплексов на схеме корреляции III-III' (Север Западной Сибири)

ной статье рассматриваются вопросы взаимоотношений стратиграфических подразделений различных типов разреза турон-сантонского возраста.

В предыдущих публикациях [3] авторами было предложено другое соотношение стратиграфических подразделений турон-коньяк-сантонских ярусов:

- ипатовская свита входит в кузнецовский горизонт;
- ипатовская свита и газсалинская пачка образуют единый резервуар;
- нижнеберезовская подсвита является стратиграфическим аналогом нижней части славгородской свиты.

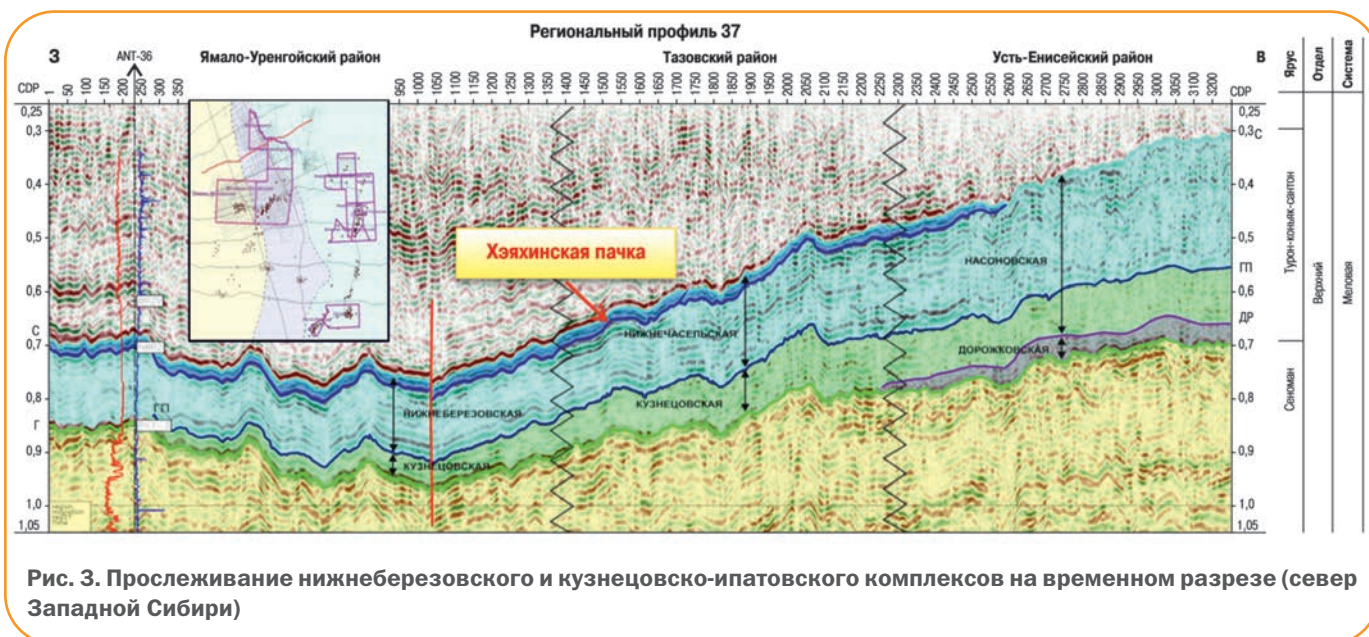
Методика и результаты проведенных исследований

Для развития вышеизложенных представлений авторами за последние 10 лет были выполнены дополнительные исследования. Так, для анализа соотношения надсеноманских стратиграфических подразделений были построены четыре широтные и две меридиональные региональные

схемы корреляции, увязанные между собой по пересечениям. Кроме того, для изучения фациальных переходов в области границ фациальных районов были построены 18 широтных детальных схем корреляции с максимально близким расположением скважин. Также были проанализированы данные более 200 тыс. км 2D сейсморазведочных работ.

Выполненные схемы корреляции в совокупности с данными сейсморазведки позволили предложить новую концептуальную модель строения надсеноманских турон-коньяк-сантонских отложений. Концепция отражена на рис. 2–6 и заключается в следующих утверждениях.

I. Кровля и подошва турон-коньяк-сантонских отложений надежно фиксируются по каротажным, сейсмическим и биостратиграфическим данным. Подошву образуют туронские тонкоплитчатые глины и аргиллиты серого и зеленовато-серого цвета, по результатам ГИС четко отделяющиеся от подстилающих песчано-алевролитовых отложений сеномана. По данным сейсморазведки к подошве глин приурочен опорный отражающий го-



ризонт (ОГ) «Г». В восточных районах выделение подошвы туронских отложений по данным ГИС затруднено и требует более углубленного изучения литологии по керновому материалу и возрастных палеонтологических определений.

Так, в Усть-Енисейском районе в кровле уватского горизонта (долганская свита) залегают породы с большей долей глинистого материала, которые не всегда четко выделяются по данным ГИС относительно глин дорожковской свиты. В более южных районах (Туруханский, Елогуйский, Колпашевский) в восточном направлении морские отложения кузнецовской и дорожковской свит становятся все более мелководными, постепенно опесчаниваются и все меньше отличаются от подстилающих континентальных отложений сеномана.

Кровлю отложений замыкает хяхинская пачка, которая биостратиграфически разделяет сантон и кампан и является надежным электрокаротажным и радиокаротажным репером и надежным репером по данным сейсморазведки – ОГ «С» (см. рис. 2, 3).

На юге региона литологически пачка представлена светло-серыми и пепельно-серыми опоками легкими, бесструктурными, брекчированными с острым занозистым изломом и зеркалами скольжения. В шлифе опока состоит из криптокристаллического опала, содержащего тонкодисперсную примесь глинистых и известковых частиц. В более

северных районах целенаправленного изучения пород нижеберезовской подсвиты не проводилось. Однако при изучении сеноманских газовых залежей на Русском, Заполярном, Тазовском месторождениях залегающие выше по разрезу глины изучались в качестве экрана.

По данным скв. Х Заполярной площади кровлю подсвиты составляет хорошо выдержанный по площади пласт темно-серых, почти черных, плотных, крепких, сильно кремнистых пород толщиной до 20 м. Содержание кремнезема в них достигает 90 %, глин, представленных гидрослюдой и монтмориллонитом, – 3–5 %. Отмечаются редкие зерна пирита и глауконита. Аналогично описание этого интервала для скв. У Тазовской площади: глины почти черные, преимущественно опоковидные со слабым зеленоватым оттенком, очень плотные и крепкие с большой примесью аморфного опала и небольшим содержанием глауконита.

На севере региона по результатам изучения коренных выходов верхнемеловых пород на р. Танама (В.А. Захаров, 1986) описана пачка глин опоковидных, мелкооскольчатых, хрупких, твердых, остроугольных. Цвет пачки в сухом виде светло-серый, в сыром – темно-серый, толщина – до 13 м. Возраст пачки датируется границей сантона и кампана, что позволяет коррелировать ее с кровлей нижеберезовской подсвиты [1].

В районе Губкинского и Комсомольского месторождений породы являются переходными от

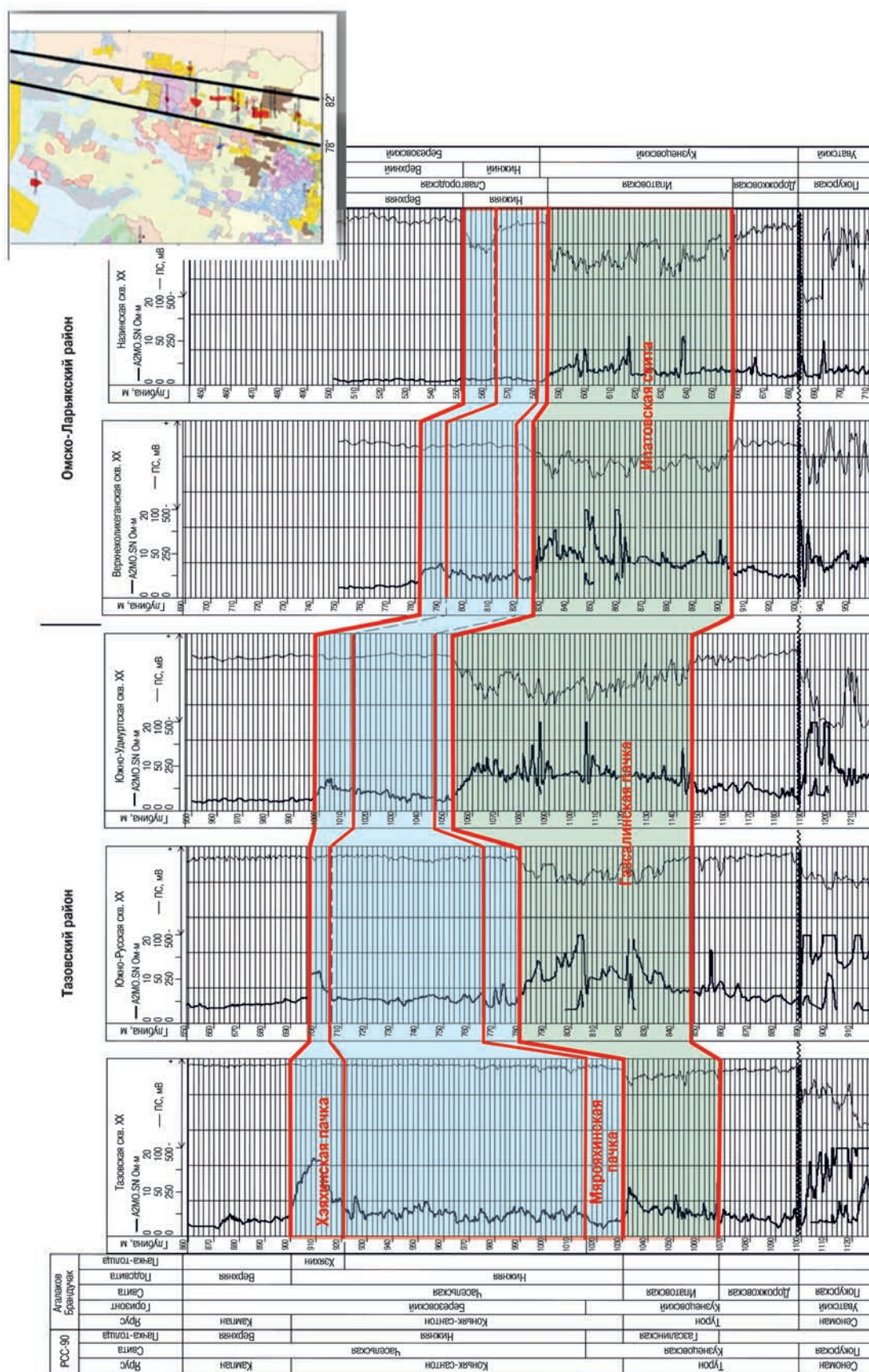


Рис. 4. Региональная схема корреляции север – юг (сопоставление разрезов Тазовского и Омско-Ларьянского районов)

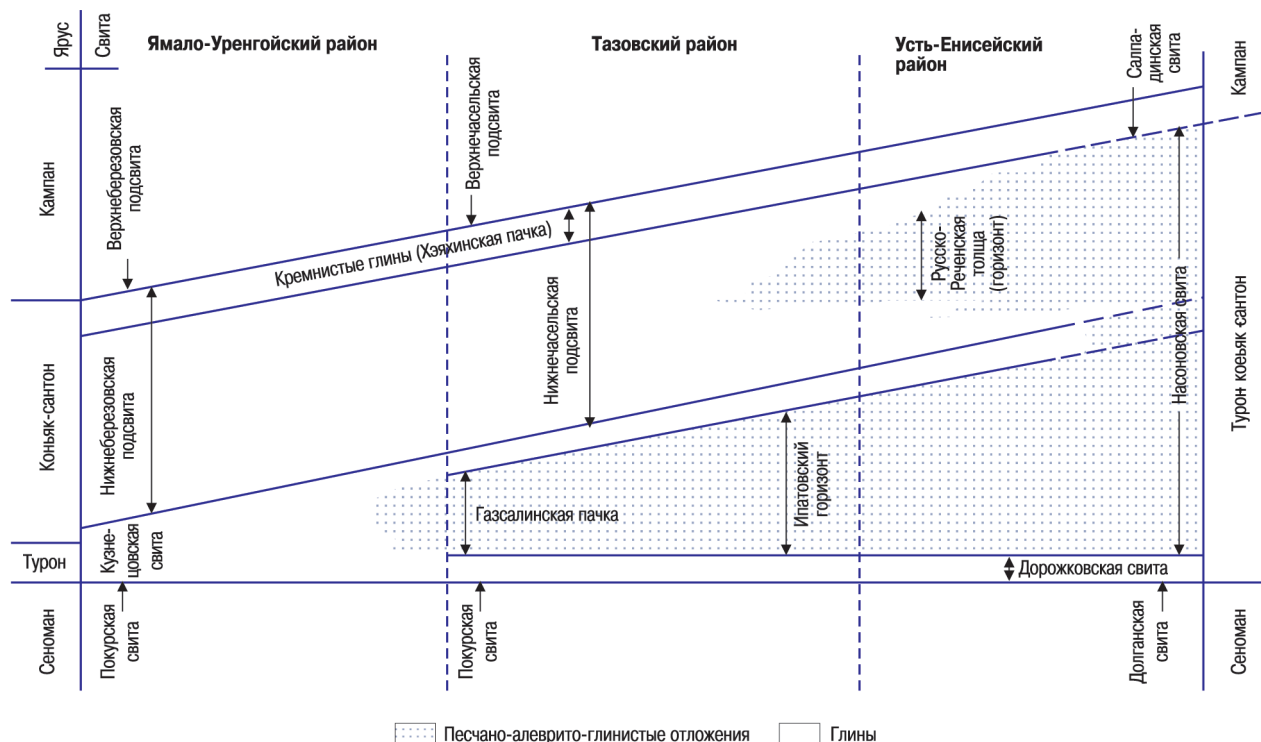


Рис. 5. Концептуальная модель строения верхнемеловых отложений севера Западной Сибири

опок Широтного Приобья к кремнистым глинам Севера. Керна из кровли нижнеберезовской свиты Губкинской площади описывается как аргиллит темно-серый, почти черный, очень слабый, с тонкой чешуйчатой отдельностью либо как опока глинистая.

В описании керна этого интервала разреза скважин Елогуйской и Туруханской площадей, пробуренных на востоке региона, опоки не отмечены, в Ларьякской скважине в пределах репера выделен прослой опок толщиной 2 м. Таким образом, в восточном направлении опоки постепенно замещаются глинами, которые далее опесчаниваются и теряют свои реперные свойства.

II. Турон-коньяк-сантонские отложения состоят из двух сеймостратиграфических клиноформных комплексов, нижний из которых можно назвать кузнецовско-ипатовским, верхний – нижнеберезовским. Комплексы разделены верхней пачкой кузнецовской свиты, которая в трудах ЗапСибНИГНИ названа «мярояхинской, в практике сейсмической интерпретации к ней приурочен сейсмоотражающий горизонт C_4 .

III. В пределах нижнего комплекса развиты терригенные коллекторские толщи газсалинской пачки и ипатовской свиты, которые образуют единый резервуар (см. рис. 4). Характерно, что в качестве фациальной границы ипатовской свиты и газсалинской пачки в РСС приняты административные границы Тюменской области и автономных округов, которые разделяли области деятельности производственных геолого-разведочных предприятий. Работа независимых коллективов геологов этих подразделений и стала основной причиной разделения единого резервуара.

Нижний комплекс сложен традиционными терригенными коллекторами. В этом интервале разреза выявлены и поставлены на баланс залежи газа, наиболее крупные из них приурочены к Харампурской, Южно-Русской, Верхнеколик-Еганской структурам.

IV. Коллекторы в верхнем комплексе в западных и центральных районах Западной Сибири являются нетрадиционными и представлены опоками и опокovidными глинами нижнеберезовской и нижней части славгородской свит. В северных

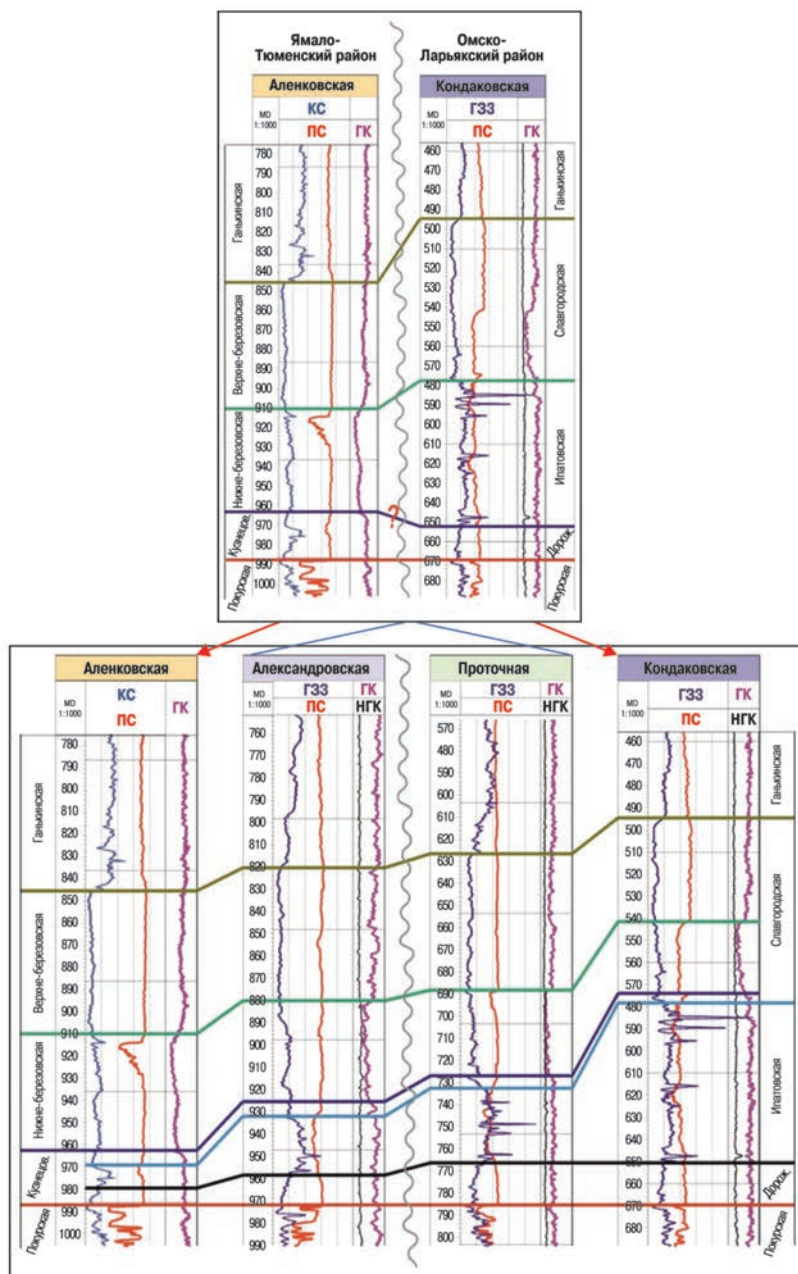


Рис. 6. Изменение корреляции при уплотнении сетки скважин (центральная и южная часть Западной Сибири)

районах в восточном направлении происходят увеличение толщины комплекса и опесчанивание разреза, появляется песчано-алеврито-глинистая пачка – Русско-Реченская толща (см. рис. 5).

На юге толщина опок нижеберезовской свиты уменьшается до 20 м. На схемах корреляции опоки четко отделяются от вмещающих терригенных отложений минимальными значениями на кривой гамма-каротажа. На рис. 6 показаны раз-

личные результаты корреляции разрезов скважин, выполненные по редкой и плотной сеткам скважин. В первом варианте по данным каротажа сопротивлений нижеберезовской подсвита коррелируется с ипатовской свитой, что и зафиксировано в РСС. При уплотнении сетки скважин и использовании материалов гамма-каротажа корреляция соответствует предлагаемой в данной работе модели.

Продуктивность опок верхнего комплекса отложений доказана для некоторых месторождений, в том числе Медвежьего (ПАО «Газпром») и Харампурского (ПАО «НК «Роснефть»). Опубликованные оценки ресурсов составляют от 5 до 50 трлн м³.

В настоящее время из-за особенностей структуры пустотного пространства и минерального состава пород отсутствует обоснованная петрофизическая модель опок, как следствие, нет правдоподобных оценок объемов запасов газа, а также понимания технологии разработки таких залежей.

Размеры пор в опоках составляют 0,001-0,01 мм, пористость – до 45 %. Суммарное содержание кремнезема достигает 97 %, отмечается примесь песка и глинистых частиц. Происхождение хемогенно-органогенное – микроглобулы кремнезема, раковины диатомей, радиолярий под действием возрастающих температур и давлений переходят в кристобалиты (легкие пористые опоки) и далее в халцедон и кварц (окремненные опоки, те-

ряющие первичные коллекторские свойства, но склонные к образованию трещиноватости).

Для оценки ресурсного потенциала березовской свиты в ПАО «НК «Роснефть» была построена структурная карта по ОГ «С» – кровле нижеберезовской подсвиты. Для определения зон развития коллекторов в пористых опоках и картирования районов окремненных опок была использована карта изом по значениям электрических со-

противлений в кровле нижнеберезовской подсвиги, а также региональные карты сейсмических атрибутов.

В восточных районах мярояхинская пачка теряет свои реперные свойства, оба комплекса сливаются в единый резервуар, представленный на соновской, маргельтовской и сымской свитами (см. рис. 5).

Предложенная и описанная выше модель строения турон-коньяк-сантонских отложений, основанная на сейсмических и каротажных данных, противоречит официально принятой биостратиграфии интервала. Для нижнего кузнецовско-ипатовского сейсмостратиграфического комплекса возраст кузнецовской свиты принят турон-раннеконьякским, а ипатовской свиты – коньяк-сантонским.

При анализе этого противоречия авторы исходили из следующих предпосылок.

- Возраст отложений в стратотипе ипатовской свиты не изучен.
- Не изучена фауна подстилающих глин, которые были отнесены к кузнецовской свите; положение свиты принято условно по сопоставлению со смежными районами как коньяк-сантон.
- Существует ряд других оценок возраста ипатовской свиты. Например, В.М. Подобина [4] считает, что ипатовская свита ограничена в кровле коньякским ярусом, к сантону относятся отложения славгородской свиты. Точка зрения В.М. Подобиной намного ближе к предлагаемой авторами модели строения турон-коньяк-сантонских отложений, чем официально принятая.

Выводы

1. Выполненные детальные схемы корреляции в районах фациальных переходов в совокупности с данными сейсморазведки позволили предложить новую концептуальную модель строения надсеноманских турон-коньяк-сантонских отложений.

2. Биостратиграфические исследования турон-коньяк-сантонского интервала отложений нельзя считать завершенными. Необходимо пересмотреть существующие материалы, провести ревизию биостратиграфических определений, получить новые керновые данные по интервалу исследований.

Список литературы

1. Решение 5-го межведомственного регионального стратиграфического совещания по мезозойским отложениям Западно-Сибирской равнины. Тюмень, 1991
2. Решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению по принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск: Министерство природных ресурсов Российской Федерации, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья (СНИИГ-ГиМС). Новосибирск, 2003.
3. Агалаков С.Е., Брадучан Ю.В. Проблема корреляции верхнемеловых (без сеномана) отложений севера Западной Сибири. В сб. Актуальные проблемы нефтегазовых бассейнов / Научный редактор Ю.Н. Карогодин. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2003. – 158 с.
4. Подобина В.М. Биостратиграфия коньякского яруса Западной Сибири (По данным фораминифер и палеозоогеографии) // Вестник Томского государственного университета. – 2015. – Вып. 392. – С. 202-208.

References

1. Reshenie V Mezhhvedomstvennogo regional'nogo stratigraficheskogo soveshchaniya po mezozoyskim otlozheniyam Zapadno-Sibirskoy ravniny (Decisions of the 5th interagency regional stratigraphic meeting on Mesozoic sediments of the West Siberian Plain), Tyumen', 1991
2. Reshenie 6-go Mezhhvedomstvennogo stratigraficheskogo soveshchaniya po rassmotreniyu po prinyatiyu utochnennykh stratigraficheskikh skhem mezozoyskikh otlozheniy Zapadnoy Sibiri (Decision of the 6th interagency regional stratigraphic meeting on the adoption of revised stratigraphic schemes of Mesozoic deposits of Western Siberia), Novosibirsk, 2003.
3. Agalakov S.E., Braduchan Yu.V., Problema korrelyatsii verkhnemelovykh (bez senomana) otlozheniy severa Zapadnoy Sibiri (Problem of correlation of the Upper Cretaceous (without Cenomanian) deposits of north of Western Siberia), In: Aktual'nye problemy neftegazonosnykh basseynov (Actual problems of oil and gas basins), edited by Karogodin Yu.N., Novosibirsk: Publ. of NSU, 2003, 158 p.
4. Podobina V.M., The biostratigraphy of the Coniacian stage of Western Siberia (based on foraminifera and paleozoogeography) (In Russ.), Vestnik Tomskogo gosudarstvennogo universiteta, 2015, V. 392, pp. 202-208.

Широкополосная обработка сейсморазведочных данных 3D на примере шельфа Черного моря

А.В. Филимонов, С.В. Горбачев, к.т.н. (ООО «РН-Шельф-Арктика»),
Н.К. Мясоедов (ООО «РН-Эксплорейшн»)

Ключевые слова: 3D сейсморазведка, широкополосная обработка данных, компенсация влияния волн-спутников (дегостинг), расширение спектра, верхняя часть разреза, акустическая инверсия

Key words: 3D seismic, broadband data processing, compensation of ghost-waves effect (deghosting), spectral broadening, near-surface section, acoustic inversion.

Адрес для связи: a_filimonov@rn-exp.rosneft.ru

Введение

В настоящее время одной из ключевых задач сейсморазведочных исследований является увеличение объема полезной информации без существенного роста финансовых расходов. Одним из подходов, позволяющих решить данную задачу, является применение специализированных процедур и оптимизация графа обработки с целью расширения амплитудно-частотного спектра – использование широкополосной обработки.

В морской сейсморазведке для получения широкополосных данных применяются разные технологии, которые можно разделить на две группы [1].

1. Использование специализированных технических средств сбора данных. К ним относятся «неклассические» системы регистрации, например многокомпонентные приемные косы. Такой подход требует более дорогостоящего полевого оборудования и, как следствие, более трудоемкого технологического контроля, а также выполнения специализированной обработки. Кроме того, большинство ретросъемок выполнено с использованием стандартной схемы заборного оборудования, т.е. для получения широкополосных данных с помощью специализированной полевой методики потребуются повторное выполнение полевых работ.

2. Использование программных решений в области широкополосной обработки сейсмических данных. В данном случае применяется специ-

альный широкополосный граф обработки, обеспечивающий компенсацию влияния волн-спутников («дегостинг»), получение сейсмических изображений в более широком диапазоне частот. Рассматриваемый метод может успешно применяться как к новым данным, так и к ранее отработанным.

В статье рассмотрен пример широкополосной обработки 3D сейсморазведочных данных, полученных в акватории Черного моря с использованием сейсмического оборудования, буксируемого в водном слое с расположением источника и приемника на глубине соответственно 6 и 7 м. Глубина моря в пределах исследуемого района колеблется в пределах 2000–2170 м. Общая схема образования волн-спутников и их влияние на амплитудно-частотные характеристики сейсмических данных представлены на рис. 1.

Сама процедура дегостинга является достаточно сложной и неоднозначной за счет разнородности исходных данных, возникающей из-за нестабильности положения заборного оборудования в процессе выполнения полевых работ, а также из-за вариаций в работе источника. Такие изменения в цепочке между взаимными точками «источник-приемник» требуют адаптивного подхода к выполнению компенсации влияния волн-спутников. Для решения этой задачи производители программного обеспечения используют разные алгоритмы.

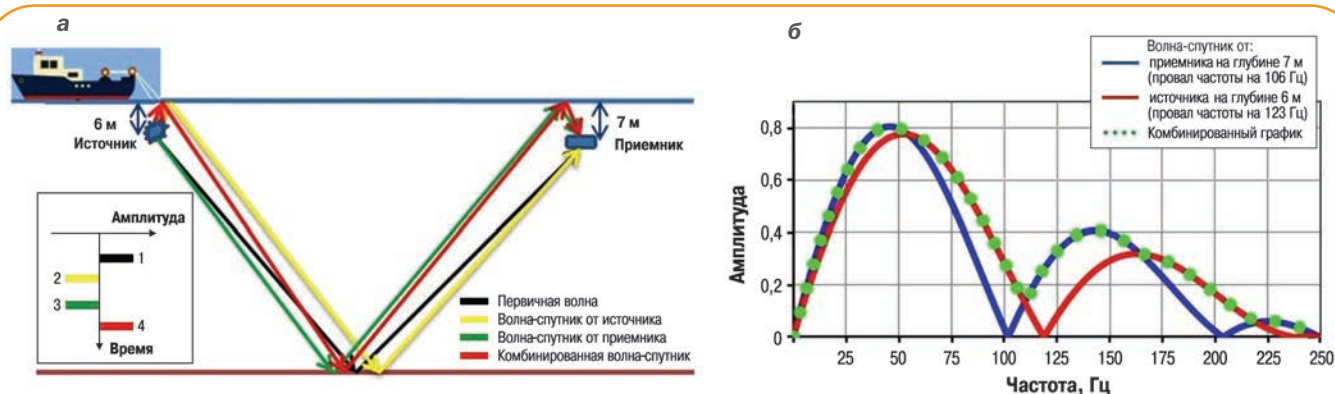


Рис. 1. Общая схема образования волн-спутников (а) и их влияние на амплитудно-частотные характеристики сейсмических данных (б)

Анализ исходных данных

Исходные данные содержат довольно много различных типов волн-помех, таких как случайные шумы от волнения моря, линейные помехи, кратные и дифрагированно-кратные волны; вторичные пульсации воздушного пузыря и др.

Особого внимания требуют зоны со сниженной энергией в амплитудно-частотных характеристиках в областях от 95 Гц и выше, а также в области ниже 12 Гц [2], образованные под влиянием волн-спутников (рис. 2).

В статье рассмотрен пример широкополосной обработки данных по технологии WiBand™ от компании GX Technology. Данная технология [3] предусматривает использование набора методов нелинейной оптимизации для обеспечения условий, при которых оператор бесконечной импульсной характеристики компенсирует эффекты от волн-спутников. Для расширения области применения данной методики используется метод аппроксимации, который позволяет учитывать изменения амплитуд при сейсмическом поглощении.

С целью получения высококачественного результата было проведено тестирование для определения наиболее оптимального положения процедуры дегостинга в графе обработки данных. По результатам тестирования граф широкополосной обработки данных можно разделить на несколько ключевых этапов.

1. Максимальное ослабление энергии различного рода волн-помех и регуляризация данных. Особое внимание на этом этапе необходимо уделить контролю сохранения истинных амплитуд и формы сигнала.

2. Компенсация влияния волн-спутников на пунктах приема и возбуждения (дегостинг). Одна из самых сложных задач [4] на данном этапе – выбор максимально устойчивой с точки зрения структурных и динамических изменений области для анализа импульсных характеристик и расчета оператора. Данный этап является ключевым в графе широкополосной обработки, так как от качества полученного оператора, его последующего применения и адаптации напрямую зависит результат дегостинга и, как следствие, эффективность всей широкополосной обработки (рис. 3).

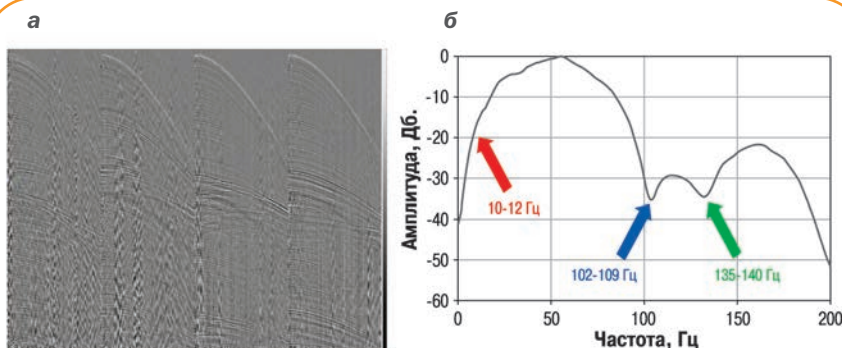


Рис. 2. Пример исходной сейсмограммы (а) и ее амплитудно-частотные характеристики (б)

Широкополосная обработка данных

В отличие от классического графа обработки морских сейсморазведочных данных, полученных с использованием морской буксируемой приемной косы, широкополосная обработка проводится в более широком диапазоне частот, что позволяет повысить качество обработки данных на всех основных этапах производственного цикла, включая подавление кратных волн, построение скоростной модели, миграцию, анализ AVO (изучение изменений интенсивности отраженной волны с удалением от источника возбуждения колебаний) и инверсию.

3. Дополнительное подавление различных типов остаточных волн-помех, включая низкочастотные кратные волны, энергия которых вместе с полезным сигналом была восстановлена в процессе компенсации влияния волн-спутников.

4. Корректный учет параметров поглощения (Q -фактор) как во временной, так и в пространственной областях.

5. Временные и глубинные миграционные преобразования с учетом анизотропии.

В результате дегостинга значительно были расширены амплитудно-частотные характеристики сейсмической записи от первоначальных 12–95 до 4–160 Гц, что положительно повлияло на динамические характеристики материала.

Выполнение широкополосной обработки данных позволило на качественном уровне улучшить фокусировку изображения в целевом интервале: улучшить прослеживаемость подошвы юрских отложений (5600–7100 м), а также повысить разрешение сейсмической записи в интервале между кровлей и подошвой этих отложений (4500–7100 м). Кроме того, в верхней части разреза [5] значительно увеличилось разрешение в области морского дна и первых сотен метров ниже него. На полученных разрезах ярко выражены газовые шапки, каналы, оползневые явления, что позволяет использовать их для прогнозирования рисков при бурении и уточнения расположения площадок для инженерно-геологических изысканий (рис. 4).

Для оценки результатов проведенных работ была выполнена акустическая инверсия по данным, полученным с использованием классического графа обработки, и данным, полученным с использованием широкополосного графа.

На рис. 5 представлено сравнение результатов инверсии, которое пока-

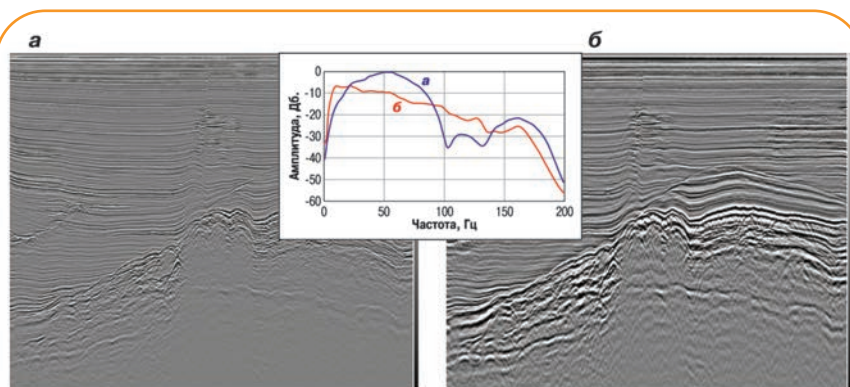


Рис. 3. Примеры суммарных разрезов до (а) и после (б) дегостинга и сравнение их амплитудно-частотных спектров

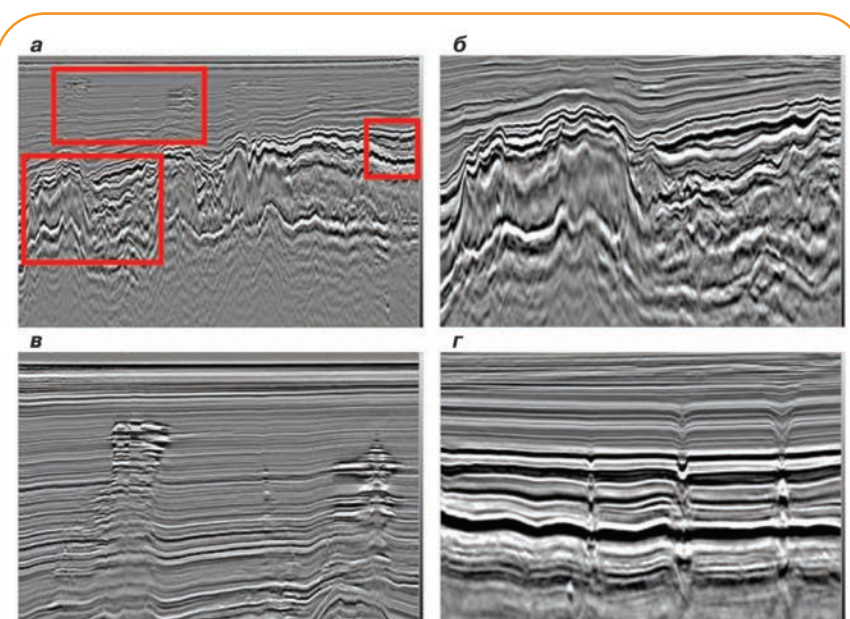


Рис. 4. Суммарный разрез, полученный после широкополосной обработки (а), и его увеличенные фрагменты (б-г)

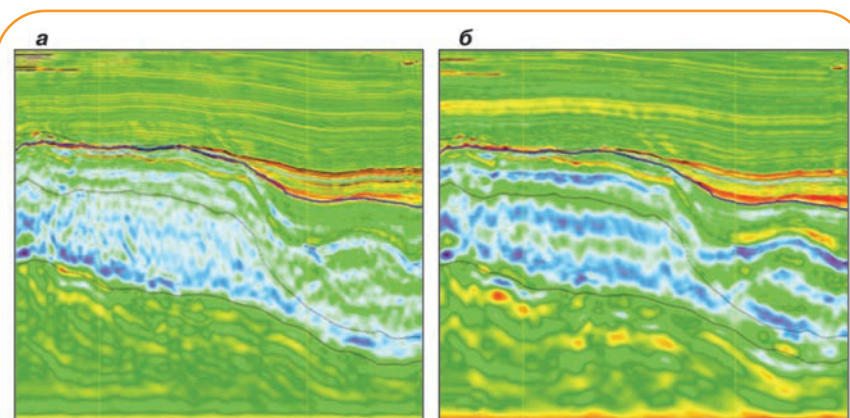


Рис. 5. Результаты сравнения акустической инверсии по данным классического (а) и широкополосного (б) графа

зывает прирост разрешающей способности как по глубине, так и по латерали, что позволяет выполнить более детальный анализ сейсмогеологического разреза и прогноз коллекторских свойств. Значительное повышение качества инверсии связано с расширением спектра сигнала в области низких частот (от 4 до 12 Гц), энергии которых было недостаточно при обработке по классическому графу.

Выводы

1. Одним из ключевых аспектов широкополосной обработки данных является корректное удаление разного рода волн-помех для последующей процедуры дегостинга. В связи с тем, что компенсация влияния волн-спутников в каждом программном продукте реализована по-разному, в рамках оптимизации графа обработки необходимо определять оптимальное место в графе для применения данной процедуры, а также параметры самого алгоритма и методики выполнения дегостинга.

2. Результаты дегостинга по данным сейсморазведки в акватории Черного моря показали, что применение широкополосной обработки позволяет значительно расширить полезный частотный диапазон сейсмической записи и за счет компенсации побочных гармоник сигнала получить более однозначные данные для структурной интерпретации.

3. Расширение спектра в сторону низких частот (4–12 Гц) повышает эффективность инверсии с учетом формы импульса, что способствует повышению достоверности прогнозных характеристик разреза и качества результатов сейсморазведочных работ в целом.

4. Увеличение детализации верхней части разреза за счет расширения спектра высоких частот (90–150 Гц) позволяет использовать сейсморазведочные данные для идентификации аномалий в верхней части разреза с целью выявления и прогноза рисков.

5. Важной особенностью применения технологии широкополосной обработки является возможность

ее использования для обработки ранее зарегистрированных данных с применением приемной косы, буксируемой на постоянном заглублении, без необходимости проведения повторных полевых работ.

Список литературы

1. Yilmaz O., Baysal E. An Effective Ghost Removal Method for Marine Broadband Seismic Data Processing // 77th EAGE Conference & Exhibition 2015 IFEM. - Spain, Madrid, 1-4 June 2015.
2. Фонтана Ф., Чериян Т., Сакстон Л. Сопоставление регистрации сейсмических данных в узкочастотном и широкополосном диапазонах // 76-я Ежегодная международная конференция SEG, 2011.
3. Анализ технологии широкополосной обработки сейсмических данных, полученных с привлечением стандартной морской буксируемой косы / Ч. Чжо, М. Цветкович, Б. Сюй, Ф. Фонтана // First Break. - 2012. - Вып. 10. - Т. 30.
4. Гофман П.А., Фиников Д.Б. Подавление волн-спутников методом адаптивной рекурсивной фильтрации // Конференция «Технологии сейсморазведки», Москва, 2014.
5. Постумус Б.Ж. Подавление волн-спутников за счет двойной конфигурации морской буксируемой косы // Геофизические исследования. - 1993. - Вып. 41. - С. 267–286.

References

1. Yilmaz O., Baysal E., *An effective ghost removal method for marine broadband seismic data processing*, Proceedings of 77th EAGE Conference & Exhibition 2015 IFEM. - Spain, Madrid, 1-4 June 2015.
2. Fontana, P., Cheriyan T., Saxton L., *Why not narrowband*, Proceedings of 81st SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts.
3. Zhou Z., Cvetkovic M., Xu B., Fontana P., *Analysis of broadband technology of processing seismic data obtained with the assistance of a standard marine streamer* (In Russ.), First Break, 2012, V. 10, no. 30
4. Gofman P.A., Finikov D.B., *Podavlenie voln-sputnikov metodom adaptivnoy rekursivnoy fil'tratsii* (Waves satellites suppression using method of adaptive recursive filtering), Proceedings of Conference "Tekhnologii seysmorazvedki" (Seismic exploration technology), Moscow, 2014.
5. Posthumus B.J., *Deghosting using a twin streamer configuration*, Geophysical Prospecting, 1993, V. 41, pp. 267–286.

Анализ неопределенностей на основе геологической модели – первый шаг для снятия рисков при подготовке месторождения к промышленной разработке

Д.А. Вирский, М.С. Анохина, Я.А. Мирясова
(ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: моделирование неопределенностей, погрешность структурных построений, карты рисков, рейтинг бурения
Key words: uncertainty modeling, error of structural constructions, risk maps, rating of drilling

Адрес для связи: MSAnoxhina@rosneft.ru

Введение

Для месторождения, подготовленного к промышленному освоению, особенно актуален вопрос оценки неопределенностей, связанных с геологическим строением продуктивных пластов и достоверностью оцененных запасов. В настоящее время для оценки рисков широко используются цифровые модели, которые позволяют повысить достоверность оценки запасов, эффективность эксплуатационного бурения и выбрать оптимальную стратегию разработки месторождения.

Анализ неопределенностей Северо-Венинского месторождения

Северо-Венинское газоконденсатное месторождение, расположенное на Северо-Восточном шельфе о. Сахалин на широте Ныйского залива, в 6-7 км от берега, было открыто в 2008 г. В тектоническом отношении месторождение приурочено к северной части Ныйской антиклинальной зоны, центральной части Северо-Сахалинского прогиба. Район характеризуется сложной тектонической обстановкой, сформированной в результате образования Курильского задугового глубоководного спредингового бассейна в южной части Охотского моря. Этот региональный тектонический процесс оказал влияние на локальные тектонические события в пределах месторождения, т.е. на формирование системы субмеридиональных разломов-сдвигов и субширотных грабенов и горстов. Активная разломная тектоника повлияла на геологическое строение месторождения.

Промышленные запасы газа приурочены к терригенным отложениям верхнедагинской подсвиты (N_1dg_3), которые сконсолидированы в двух массивных залежах, осложненных системой разломов (рис. 1). В статье приведены результаты анализа неопределенностей основной по начальным геологическим запасам залежи I (см. рис. 1).

В настоящее время месторождение характеризуется невысокой степенью изученности: пробурены три поисково-разведочные скважины, расположен-

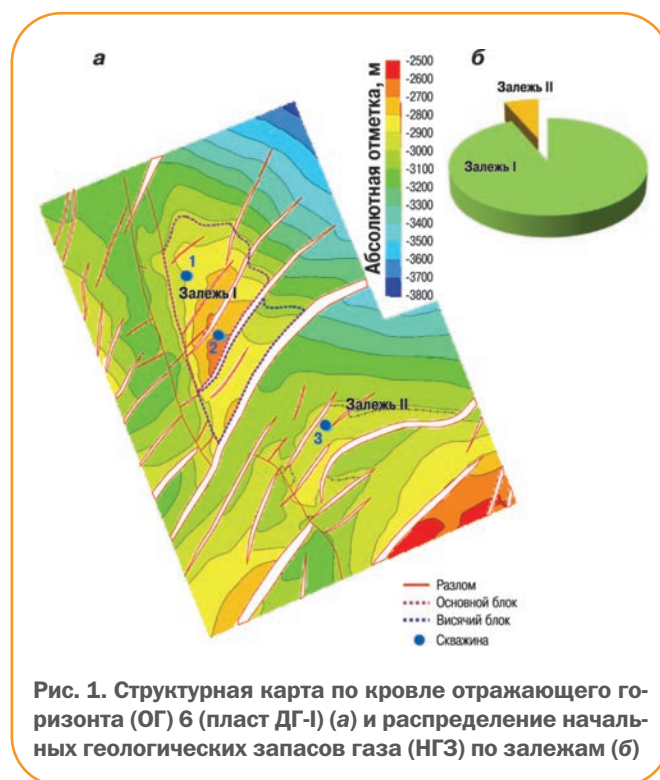


Рис. 1. Структурная карта по кровле отражающего горизонта (ОГ) 6 (пласт ДГ-I) (а) и распределение начальных геологических запасов газа (НГЗ) по залежам (б)

ные в разных блоках двух залежей. Выполнен стандартный и специальный комплексы геофизических исследований скважин (ГИС), отобран керн, в двух скважинах выполнено непродольное вертикальное сейсмическое профилирование. Площадь месторождения полностью охвачена 3D сейморазведочными работами МОГТ.

Невысокая степень изученности обуславливает наличие ряда неопределенностей в геологическом строении месторождения, что в свою очередь приводит к большим рискам при эксплуатационном бурении и вводе месторождения в промышленную разработку. Поэтому для оптимального размещения скважин эксплуатационного фонда на основной залежи месторождения необходимо снять неопределенности, связанные с геологическим строением и запасами газа, с использованием цифровой геологической модели месторождения.

На начальном этапе работы были определены основные параметры, вносящие неопределенности в цифровую модель месторождения и, следовательно, в оценку его запасов:

\$struc – погрешность структурных построений;

\$poro – отклонение определения пористости;

\$ntg – отклонение определения эффективных толщин;

\$fwl – вариации уровней зеркала свободной воды (ЗСВ) и газоводяного контакта (ГВК);

\$azim – изменение азимута анизотропии параметров модели;

\$vert – изменение вертикального ранга моделирования;

\$major и \$minor – изменения латеральных рангов моделирования.

Данные переменные напрямую или косвенно влияют на значения начальных геологических запасов, которые были оценены объемным методом [5],

$$Q_{\Gamma} = F \cdot h \cdot K_{\Pi} \cdot K_{\Gamma} \cdot \left[\frac{p_0 \cdot \alpha_0 - p_{\text{ост}} \cdot \alpha_{\text{ост}}}{p_{\text{ст}}} \right] \cdot \left[\frac{T + T_{\text{ст}}}{T + T_{\text{пл}}} \right],$$

где F – площадь залежи, тыс. м²; h – эффективная газонасыщенная толщина, м; K_{Π} – коэффициент открытой пористости, д.ед.; K_{Γ} – коэффициент газонасыщенности, д.ед.; p_0 – среднее начальное пластовое давление, МПа; α_0 – поправка, обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов; $p_{\text{ост}}$ – среднее остаточное давление, МПа; $\alpha_{\text{ост}}$ – поправка на сжимаемость реальных газов, соответствующую $p_{\text{ост}}$; $T = 273$ °С – абсолютная температура;

$T_{\text{ст}} = 20$ °С; $T_{\text{ст}}$ – средняя пластовая температура, °С.

В данной статье не рассматривается неопределенность, связанная с физико-химическими свойствами пластовых флюидов. В ходе работы была создана PVT-модель для данного месторождения, на основе которой определены пределы изменения объемного коэффициента газа. Неопределенность, связанная с данным параметром, несущественно повлияла на начальные геологические запасы газа. В основном это обусловлено влиянием термобарических (температура по разрезу изменяется от 100 до 105 °С) параметров на объемный коэффициент, изменение которого по данным PVT-модели составляет менее ± 1 %. В связи с этим данная неопределенность была исключена из расчетов.

Забегая вперед, отметим, что наиболее значительно на неопределенности геологического строения и запасов месторождения влияют переменные, связанные со структурными построениями, положением ЗСВ, определением пористости и эффективных толщин. На неопределенности площади залежи непосредственно влияют точность структурных построений \$struc и положение ЗСВ \$fwl; газонасыщенных толщин – отклонение определения эффективных толщин \$ntg и положение ЗСВ \$fwl. На коэффициент открытой пористости влияет погрешность определения пористости по данным ГИС \$poro.

Переменные, принятые для оценки неопределенностей базового варианта цифровой модели (Base), послужили основой для построения графа расчетов неопределенностей (Workflows) цифровой модели в программном комплексе (ПК) Petrel с использованием метода Монте-Карло. Для каждой переменной задавался свой закон распределения (рис. 2). Вид распределения определялся на основе анализа данных. Приведем краткое описание обоснования пределов каждой переменной неопределенностей.

Погрешность структурных построений в основном связана с точностью сейсмической интерпретации границ пластов, трассированием тектонических нарушений во временном интервале и скоростной моделью для перевода данных в глубины [1]. В результате погрешность структурных построений по данным сейсмике была рассчитана на кровлю дагинского горизонта (кровля пласта) и составила ± 36 м.

Неопределенности подсчетных параметров, оцененных по данным ГИС, в основном связаны с полнотой комплекса ГИС, погрешностью приборов, числом интервалов, местом отбора керна и выполненными на нем стандартными и специальными исследованиями.

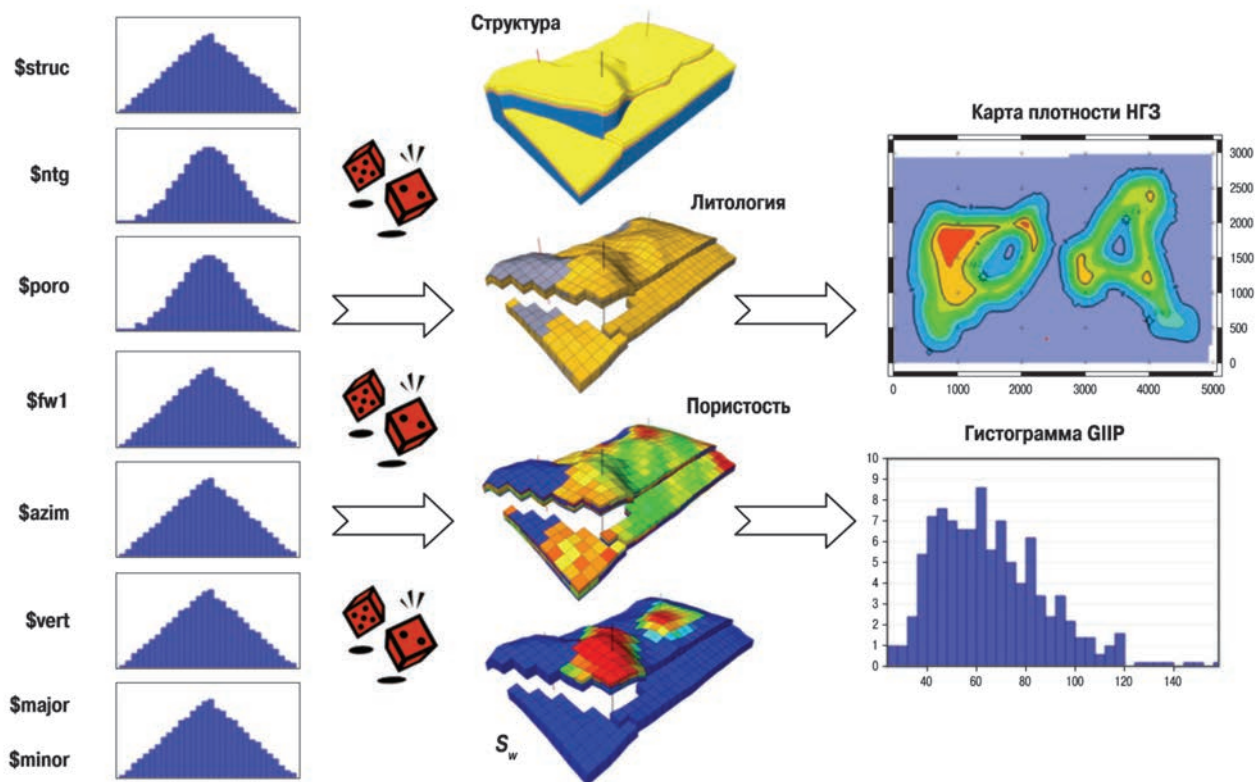


Рис. 2. Схематическая последовательность анализа неопределенностей на основе цифровой модели месторождения (НГЗ – начальные геологические запасы)

ми [2]. В совокупности перечисленные факторы вносят неопределенности в петрофизическую модель, использованную для построения базового варианта геологической модели. Основными параметрами, существенно влияющими на определение объемов запасов газа, являются коэффициент пористости и эффективные толщины. Отклонение коэффициента пористости, полученного по результатам ГИС, определено относительно данных керновых исследований. Рассчитывалась кривая ΔK_{II} и по массиву данных находилась погрешность расчета, которая составила 0,046. Далее была локализована основная проблема, связанная с литологией, – выделение эффективных прослоев по каротажным данным. Эффективные толщины по скважинам были определены по количественным и качественным признакам и сопоставлены между собой. В результате сравнения был получен интервал погрешности определения эффективных толщин, равный 2,6–1,7 %.

Вариации азимута и рангов вариограмм, принятых при построении геологической модели, связаны с особенностями принятой концептуальной модели осадконакопления и трендами, полученными по данным атрибутного анализа или сейсмической инверсии, использованных при моделировании [3]. В модели пределы изменения азимута анизотропии (от -30 до -16°) были определены по данным вариокарт, ко-

торые строились на основе сейсмического тренда (по данным синхронной инверсии) прогнозной пористости. Колебания латеральных и вертикальных рангов, принятых для моделирования свойств, получены по скважинным данным и результатам сейсморазведки в модуле Data analysis ПК Petrel путем вариаций настроек процесса Number lags и Lag distance. Пределы изменения рангов составили от 410 до 1340 м.

Немаловажным фактором, вносящим неопределенности в оценку запасов углеводородов, является положение контактов. Как отмечалось ранее, месторождение имеет сложное тектоническое строение, основная залежь I сетью тектонических разломов разделена на два блока: основной и «висячий». В основном блоке в двух скважинах были выполнены замеры пластовых давлений, по которым совместно с данными ГИС достоверно установлены уровни ЗСВ и ГВК, при этом размер переходной зоны составил 1 м. Принимая во внимание данную информацию, предел изменения переменной \$fwl был принят ± 1 м относительно принятых уровней для основного блока залежи I (см. рис. 1). По результатам синхронной инверсии в «висячем» блоке ГВК был определен на 60 м ниже абсолютной отметки ГВК основного блока. При расчетах максимально учитывались все риски определения контакта «висячего» блока. За верхний предел положения ГВК был принят уровень

Параметр неопределенности	Основной / «висячий» блоки		
	Min	Base	Max
Пределы изменения ЗСВ, м	-2980/-3101	-2979/-3041	-2978/-2979
Пределы изменения ГВК, м	-2979/-3100	-2978/-3040	-2977/-2978
Горизонтальный ранг вариограммы, м	450/410	670/580	1340/1160
Вертикальный ранг вариограммы, м	0,8	1,2	2,0
Азимут, градус	-30	-20	-16
Погрешность выделения эффективной толщины, м	-0,017	-	0,026
Погрешность определения пористости, д. ед.	-0,046	-	0,046

основного блока, а за нижний – контакт, определенный по данным инверсии. Размер переходной зоны между ГВК и ЗСВ принят по аналогии со значениями, установленными по данным ГДК в скважинах основного блока.

В таблице приведены основные переменные и пределы их изменений, принятые для расчета неопределенностей на основе трехмерной геологической модели.

Анализ неопределенностей выполнялся в два этапа. На первом этапе рассчитывались описанные ранее параметры неопределенностей геологической модели. На следующем этапе проводился анализ чувствительности каждой переменной к величине НГЗ газа. На рис. 3 а приведена гистограмма распределения НГЗ газа, построенная по результатам расчетов. Вероятностное распределение запасов показывает хорошую сходимость варианта Р50 (-0,3 %) относительно базового сценария и основные пределы изменения (Р10, Р90) НГЗ с учетом неопределенностей. Результаты анализа чувствительности представлены в виде торнадо-плота (рис. 3, б), из которого видно, что наиболее существенно на НГЗ влияют переменные, связанные со структурной интерпретацией, положением контактов, и подсчетные параметры (коэффициент пористости и эффективные толщины).

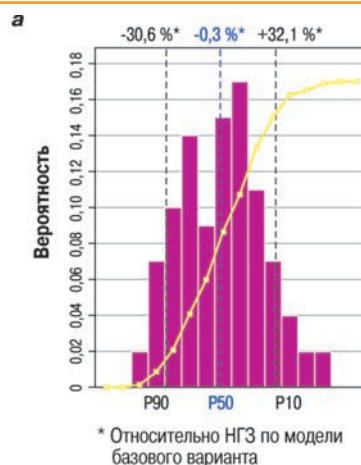


Рис. 3. Гистограмма вероятностного распределения НГЗ газа относительно базового варианта (а) и торнадо-плот чувствительности запасов к переменным анализа неопределенностей (б)

Результаты анализа неопределенностей использовались для обоснования оптимального размещения добывающих скважин на основе трех вариантов (Р10, Р50, Р90) цифровых моделей. Были получены карты плотности начальных геологических запасов (рис. 4, а) для каждого варианта в пределах основной залежи. Затем были построены карты рисков (рис. 4, б) для каждой переменной, показывающие степень влияния параметра неопределенностей на

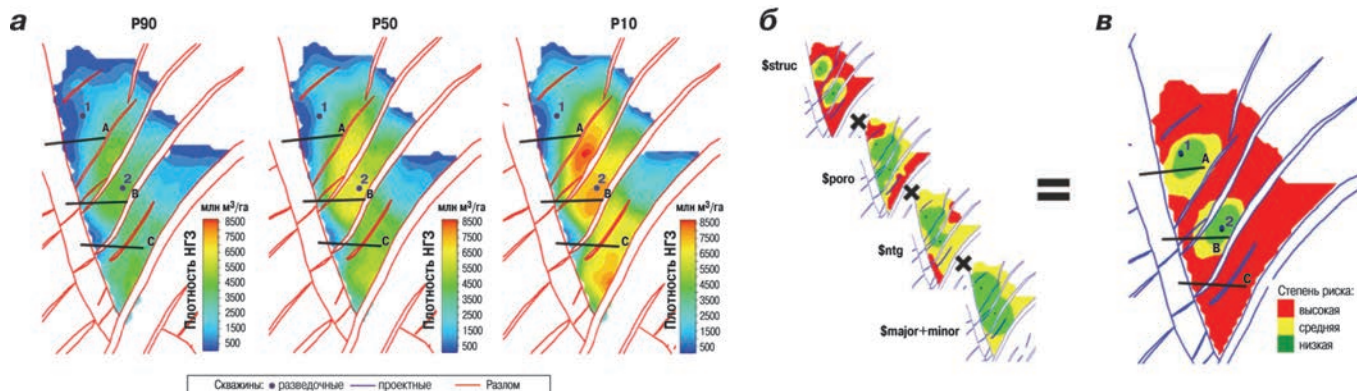


Рис. 4. Карты плотности начальных геологических запасов газа по вариантам Р10, Р50, Р90 (а), рисков для каждого параметра неопределенностей (б) и суммарная карта риска (в) для основной залежи Северо-Венинского месторождения

цифровую модель, и суммарная карта риска (рис. 4, в).

Совместный анализ карт суммарного риска и плотности распределения запасов показал, что наименьшими рисками обладает проектная скв. В. Согласно проекту скважина будет пробурена в зоне с максимальной плотностью распределения НГЗ по базовому варианту модели (см. рис. 4, а) и низкой степенью риска (см. рис. 4, в). Следующей предлагается бурение скв. А, которая позволит снять неопределенности по структуре, фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) коллекторов и вовлечь в разработку значительную часть запасов на севере залежи.

С целью извлечения запасов третьего блока на юге залежи рекомендовано бурение скв. С. Зона третьего блока не охвачена бурением и характеризуется наибольшими неопределенностями в положении кровли пласта и контакта (ЗСВ). Для оценки сообщаемости второго и третьего блоков и снятия неопределенностей, связанных с положением ЗСВ в «висячем» блоке, было предложено бурение пилотного ствола из проектной скв. 3 со спуском специального оборудования для определения изменения пластового давления в процессе разработки и, следовательно, возможного изменения ГВК.

Выводы

1. Определены основные параметры, вносящие неопределенности в цифровую модель, которые связаны с особенностями геологического строения месторождения.

2. Установлены функции изменения переменных, используемых для анализа неопределенности цифровой модели;

3. Выполнен анализ изменения НГЗ базового варианта модели и ее чувствительности к основным неопределенностям.

4. По результатам расчетов для вариантов Р10-Р50-Р90 цифровой модели получены карты распределения плотностей начальных геологических запасов газа.

5. Построены карты рисков для основных параметров неопределенностей цифровой модели.

6. Совместный анализ карт распределения плотности НГЗ и рисков позволили определить оптимальное расположение и последовательность бурения проектных скважин.

Список литературы

1. Дюбрюль О. Использование геостатистики для включения в геологическую модель данных. – EAGE: SEG, 2002. – 295 с.
2. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 256 с.
3. Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование. – М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009. – 376 с.
4. Методические рекомендации по анализу рисков геологоразведочных проектов. – М.: ПАО «НК «Роснефть», 2013. – 18 с.
5. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.-Тверь: МПР РФ, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 273 с.

References

1. Dubrule O., *Geostatistics for seismic data integration in Earth models*, Tulsa, Society of Exploration Geophysicists & European Association of Geoscientists and Engineers, 2003, 281 p.
2. Dubrule O., *Geostatistic in petroleum geology*, AAPG Continuing Education Course Note Series no. 38, AAPG, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., 1998, 256 p.
3. Zakrevskiy K.E., *Geologicheskoe 3D modelirovanie* (3D geological modeling), Moscow: Publ. of IPU, 2009, 376 p.
4. *Metodicheskie rekomendatsii po analizu riskov geologorazvedochnykh projektov* (Guidelines for analyzing the risks of exploration projects), Moscow: Publ. of Rosneft Oil Company, 2013, 18 p.
5. Petersil'e V.I., *Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom* (Guidelines for use the volumetric method of oil and gas reserves estimation), Moscow – Tver': Publ. of VNIGNI, Tver'geofizika, 2003, 258 p.

Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления

**К.А. Чернокалов, А.Г. Пушкарский (АО «Востсибнефтегаз»),
А.М. Поляруш (Schlumberger, MI Swaco),
М.И. Кощер (Schlumberger, Drilling & Measurements)**

Ключевые слова: аномально низкое пластовое давление, горизонтальный ствол, газонефтеводопроявления, бурение с регулируемым давлением, противовыбросовое оборудование, эквивалентная циркуляционная плотность, эмульсионный раствор на углеводородной основе, вязкоупругая пачка, опытно-промышленные работы

Key words: 3D seismic, broadband data processing, compensation of ghost-waves effect (deghosting), spectral broadening, near-surface section, acoustic inversion

Адреса для связи: chernokalovka@vsnk.ru; PushkarskiyAG@vsnk.ru; mkoscher@slb.com; APolyarush@slb.com

Введение

Юрубчено-Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение – одно из крупнейших месторождений в Восточной Сибири – расположено на территории Эвенкийского района Красноярского края. Основным объектом разработки месторождения является Юрубченская залежь массивного типа [1]. Залежь представлена карбонатным коллектором кавернозно-трещинного типа и характеризуется наличием газовой шапки (80 % площади) и отдельных субвертикальных макротрещин, обеспечивающих основной приток нефти [2]. С целью вскрытия наибольшего числа таких трещин залежь разбуривается наклонно направленными скважинами с горизонтальным окончанием. Проектная длина горизонтального ствола (ГС) составляет 1000 м. Наличие аномально низкого пластового давления (АНПД) и кавернозно-трещиноватых зон не позволяет бурить ГС с репрессией без поглощений промывочной жидкости.

Согласно расчетам в специализированном программном комплексе из-за реологических свойств бурового раствора и особенностей конструкции скважины (маленький диаметр кольцевого пространства между 178-мм обсадной колонной и 102-мм буровым инструментом) эквивалентная циркуляционная плотность (ЭЦП) варьируется в пределах 1,03–1,12 г/см³, в то время как эквивалент

давления продуктивного пласта не превышает 0,94. Таким образом, во время циркуляции на пласт оказывается требуемое противодавление, но при этом в статических условиях пластовое давление перестает быть скомпенсированным, что приводит к притоку пластового флюида (газ, нефть). В то же время потеря циркуляции ведет к снижению уровня раствора и гидростатического давления в скважине, что опять же приводит к притоку (проявлению) пластового флюида.

До настоящего времени бурение ГС в условиях поглощения эмульсионного раствора на углеводородной основе велось с применением кольматирующих добавок. Данный способ может ухудшать фильтрационно-емкостные свойства продуктивного пласта в зависимости от объема поглощенного бурового раствора и кольматанта. Во многих случаях использование кольматирующих добавок различных типа и фракционного состава не позволило добиться восстановления циркуляции промывочной жидкости для дальнейшего углубления скважины и достижения проектной длины ГС.

Для создания необходимого баланса плотности промывочной жидкости (бурового раствора) и гидродинамического давления по всей длине ГС с целью одновременного предупреждения поглощения и газонефтеводопроявления (ГНВП) в августе-сентябре 2016 г. проведены опытно-промышленные

работы (ОПР) по внедрению системы контроля давления при бурении.

Технологические особенности системы контроля давления

При традиционном бурении плотность бурового раствора подбирается так, чтобы его статический градиент был выше давления вскрытого пласта. Система открыта и раствор возвращается в резервуары с атмосферным давлением. Во время циркуляции давление, приложенное к пласту, повышается вследствие потерь на трение.

В отличие от традиционных технологий бурения, которые опираются на плотность раствора для управления давлением, в технологии бурения с контролем давления для уравнивания давления вскрытого пласта регулируется сочетание нескольких факторов: давления на устье, трения и плотности раствора. В рассматриваемом случае плотность раствора регулировалась за счет применения многофазной промывочной жидкости с закачкой инертного газа (азота). Многофазная промывочная жидкость может использоваться для достижения давления циркуляции на забое скважины, необходимого для поддержания почти сбалансированного состояния, при котором гидростатическое давление бурового раствора снижается до уровня, минимально превышающего пластовое давление.

Основной особенностью системы бурения с регулируемым давлением (БРД) [3] является ее полная герметичность на участке буровой насос – газосепаратор, что позволяет управлять всеми процессами на забое скважины во время бурения и существенно минимизировать риск ГНВП. Основные элементы системы БРД представлены на рис. 1 [3]. Рассмотрим назначение этих элементов:

1) роторный устьевой герметизатор обеспечивает герметизацию ствола скважины при нахождении в ней бурового инструмента, позволяет безопасно отводить поступающие из скважины газ, буровой раствор, пластовый флюид и выбуренную породу к оборудованию контроля забойного давления и сепарации;

2) азотная установка используется для производства и подачи азота в объеме до 35 м³/мин с рабочим давлением до 24,5 МПа;

3) дроссельный блок обеспечивает создание требуемого противодействия в скважине как в динамических, так и в статических условиях;



Рис. 1. Схема обвязки скважины с системой БРД (ПВО – противовыбросовое оборудование)

4) газосепаратор эффективно отделяет газовую фазу от жидкой при прохождении газифицированного бурового раствора;

5) факельная установка применяется для сжигания газа, поступающего из газосепараторной установки.

Результаты опытно-промышленных работ по внедрению системы БРД

При разработке диапазона забойного давления [3], показанного на рис. 2, предполагалось, что эквивалент порового давления составляет 0,93. В соответствии с этим были подобраны следующие рабочие параметры: подача буровых насосов 13–14 л/с, производительность азотных установок до 30 м³/мин, что позволило бы создать требуемое противодействие на пласт и избежать осложнений, связанных с поглощением раствора и ГНВП.

На рис. 3 показаны фактический диапазон рабочего давления и ЭЦП раствора на забое скважины на глубине 3786 м [1]. Для снижения интенсивности погло-

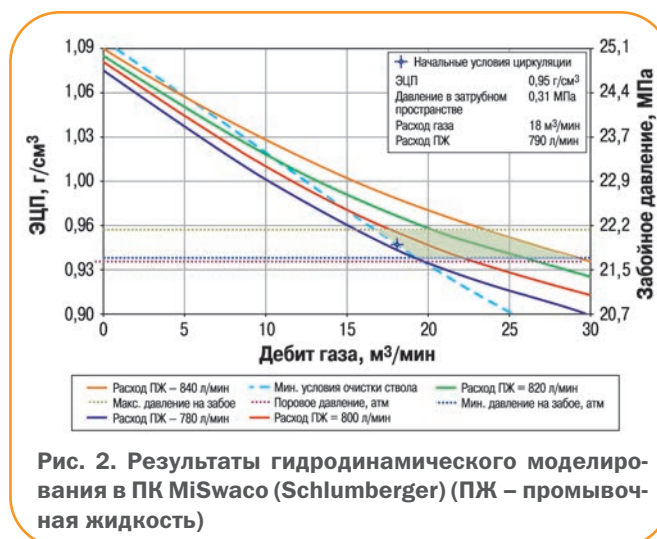
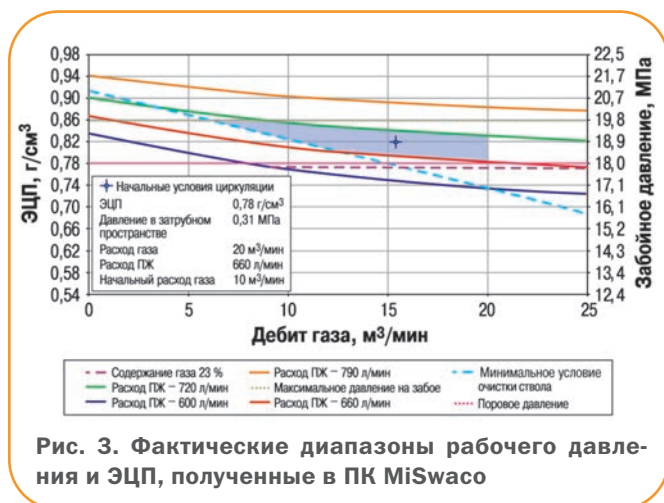


Рис. 2. Результаты гидродинамического моделирования в ПК MiSwaco (Schlumberger) (ПЖ – промывочная жидкость)



щения бурового раствора потребовалось уменьшить его плотность до $0,86 \text{ г/см}^3$, ограничить подачу насосов до 11-12 л/с. При этом интенсивность проявления пластового газа составляла $10 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Одна из основных задач применения систем БРД заключается в сокращении объемов поглощаемого бурового раствора (ЭРУО) при бурении в трещиноватом коллекторе. Объем поглощения бурового раствора в среднем по месторождению составляет $4082 \text{ м}^3/1000 \text{ м}$, в то время как в первой скважине, пробуренной с применением БРД, данный показатель существенно ниже – $637 \text{ м}^3/1000 \text{ м}$.

Закключение

В рифейском пласте Юрубчено-Тохомского месторождения была успешно пробурена горизонтальная секция длиной 897 м и выполнены основные задачи: минимизация загрязнения продуктивного пласта поглощенным буровым раствором и кольматантом, увеличение механической скорости бурения [4].

Изначально бурение планировалось осуществлять с помощью БРД технологии. Предполагалось, что эквивалентное давление данного участка пласта составляет $0,93$. Исходя из этого были подобраны плотность бурового раствора $0,93 \text{ г/см}^3$ (ЭРУО) и производительность азотных установок $15\text{--}20 \text{ м}^3/\text{мин}$, что обеспечило ЭЦП в пределах $0,94\text{--}0,95 \text{ г/см}^3$. Однако при получении обильного поглощения на данном режиме потребовалось снизить плотность бурового раствора до $0,86 \text{ г/см}^3$ и продолжить бурение скважины с проявлением пластового газа в объеме $3\text{--}10 \text{ м}^3/\text{мин}$. Это позволило снизить интенсивность поглощения до $2\text{--}3 \text{ м}^3/\text{ч}$. Данные условия достигнуты при ЭЦП $0,78\text{--}0,82 \text{ г/см}^3$ при подаче буровых насосов 11 л/с и производительности азотных установок

$20 \text{ м}^3/\text{мин}$. Противодействие во время циркуляции было равно $0,2 \text{ МПа}$, во время наращивания – $2,4 \text{ МПа}$.

Для передачи сигнала от системы телеметрии Slim-Pulse [4] на поверхность использовался гидравлический канал связи.

Важную роль в определении и регулировании ЭЦП в процессе бурения сыграл газовый расходомер. С его помощью в режиме реального времени определялась интенсивность проявления пластового газа, после чего полученные данные использовались для моделирования гидродинамических условий в скважине и определялась необходимая ЭЦП.

Для оказания на пласт требуемого противодействия во время спускоподъемных операций в ствол скважины устанавливалась вязкоупругая пачка [3] с замещением бурового раствора на утяжеленный буровой раствор плотностью $1,06 \text{ г/см}^3$.

Список литературы

1. Концептуальная модель строения рифейского природного резервуара Юрубчено-Тохомского месторождения / Н.М. Кутукова, Е.М. Бирун, Р.А. Малахов [и др.] / Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 4–7.
2. Дополнение к технологической схеме разработки Юрубченской залежи Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения. – Красноярск: ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть», 2016. – 702 с.
3. http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/mpd-services-and-equipment
4. http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/directional_drilling

References

1. Kutukova N.M., Birun E.M., Malakhov R.A. et al., *The conceptual model of Riphean carbonate reservoir in Yurubcheno-Tokhomskoye field* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2012, no. 11, pp. 4–7.
2. *Dopolnenie k tekhnologicheskoy skheme razrabotki Yurubchenskoy zalezhi Yurubcheno-Tokhomskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya* (Addition to technological scheme of development of Yurubchenskaya deposits of Yurubcheno-Tokhomskoye oil and gas field), Krasnoyarsk: Publ. of RN-KrasnoyarskNIPIneft' LLC, 2016, 702 p.
3. URL: http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/mpd-services-and-equipment
4. URL: http://www.slb.com/services/drilling/drilling_services_systems/directional_drilling

Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин на фациально-изменчивые низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты Красноленинского месторождения

Д.В. Емельянов, А.В. Жарков (АО «РН-Няганьнефтегаз»),
А.С. Глебов, И.А. Лиходед (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: тюменская свита, трудноизвлекаемые запасы, геологическое сопровождение бурения, ПК Petrel, низкопроницаемые коллекторы, фациально-изменчивые породы, горизонтальная скважина, каротаж в процессе бурения, геологическая 3D модель, фрак-порты, управление изменениями

Key words: Tyumen suite, unconventional reserves, geological support while drilling, Petrel, low permeability reservoir, facies-unstable reservoirs, horizontal well, logging while drilling (LWD), geological 3D model, multistage hydraulic fracturing, fracturing port, management of uncertainty

Адрес для связи: asglebov@rosneft.ru

Введение

В настоящее время перед нефтедобывающими компаниями встают задачи по вовлечению в разработку нетрадиционных месторождений и залежей с трудноизвлекаемыми запасами (ТриЗ). Уже сейчас компании разрабатывают и внедряют новые технологии и подходы, которые обеспечивают экономически эффективную добычу нефти из таких сложных объектов, как пласты АВ¹⁻² («рябчик») Самотлорского месторождения, ачимовские пласты Приобского месторождения, сеноманские пласты Русского и Мессояхского месторождений, пласты тюменской свиты Красноленинского месторождения.

Особенности разработки пластов тюменской свиты Красноленинского месторождения

Уникальное Красноленинское месторождение расположено в Октябрьском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Извлекаемые запасы, поставленные на баланс, составляют более 1 млрд т нефти. Более 60 % запасов сосредоточено в пластах ЮК₂₋₉ тюменской свиты и относятся к трудноизвлекаемым (ТриЗ).

Основными характерными особенностями объекта являются

- этаж нефтеносности более 145 м;
- резкая фациальная изменчивость континентальных отложений (невывержанность как по вертикали, так и по латерали);
- высокая расчлененность;
- очень низкая песчанистость (менее 20 %);
- аномально низкие коллекторские свойства (проницаемость менее $2 \cdot 10^{-3}$ мкм²);

- влияние диагенеза на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) с увеличением глубины;
- низкая изученность (доля запасов категории С₂ более 80 %);

- большие перепады абсолютных отметок пластов ЮК₂₋₉ в пределах куста бурения.

АО «РН-Няганьнефтегаз» начало разработку ТриЗ тюменской свиты Красноленинского месторождения с Ем-Еговской площади. Сейсморазведкой 3D изучено около 64 % площади, на ней пробурено 300 вертикальных разведочных и эксплуатационных скважин, проведены петрофизические исследования более чем 4000 образцов керн. Попытки полномасштабного разбуривания объекта предпринимались компанией несколько раз, однако значимых результатов получить не удалось.

В 2012 г. начался новый этап разбуривания пластов тюменской свиты в АО «РН-Няганьнефтегаз» – переход от бурения наклонно направленных скважин (ННС) к бурению пологих (угол вскрытия целевой залежи от 60 до 80°) и горизонтальных (ГС) скважин. В конце 2012 г. бурение ГС с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) было предложено в качестве основного способа обеспечения максимального охвата запасов тюменской свиты по площади и разрезу с целью экономически эффективного вовлечения в разработку наибольшего числа разобобщенных низкопроницаемых песчано-алевролитовых прослоев. Заканчивание таких скважин подразумевало спуск хвостовика диаметром 114 мм с портами ГРП и затрубными разбухающими пакерами.

В 2013 г. АО «РН-Няганьнефтегаз» приступило к осуществлению данного проекта, успешная реали-

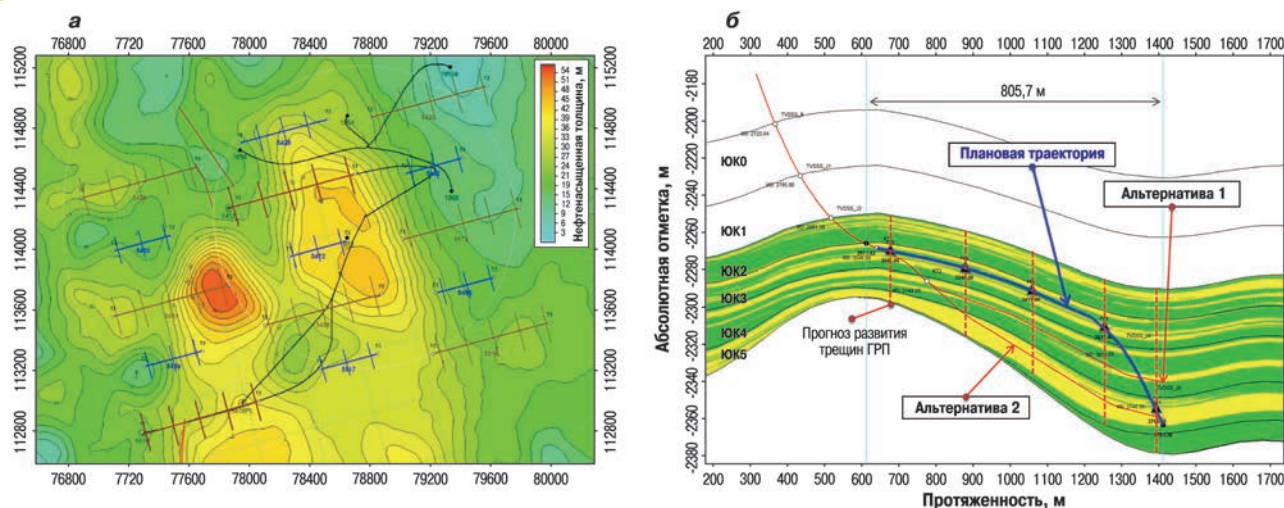


Рис. 1. Плановая расстановка горизонтальных скважин с МГРП на карте эффективных нефтенасыщенных толщин куста Х (а) и варианты проводки скважины в пластах тюменской свиты на геологической 3D модели (б) Ем-Еговской площади

зация которого требовала применения современных «нетрадиционных» подходов, таких как подбор оптимальной конструкции и конфигурации скважин (снижение структурных рисков за счет оптимизации геометрии скважин); разработка способов по минимизации геологических рисков с помощью 3D моделирования совместно с «глубоким риск-менеджментом» (анализ многовариантности); внедрение современного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) в процессе бурения (LWD); применение круглосуточной геонавигации и др.

На этапе проектирования кустов были подготовлены детальные секторные 3D геологические модели районов бурения [1], выполнена расстановка добывающих и нагнетательных скважин и портов ГРП (порты добывающих и нагнетательных скважин в шахматном порядке) с учетом заложения скважин перпендикулярно максимальному стрессу (рис. 1, а). На этапе планирования для каждой скважины была разработана многовариантная стратегия проводки горизонтального ствола с контрольными точками принятия «основных решений», учитывающая чрезвычайную изменчивость коллекторов тюменской свиты (рис. 1, б). Обосновано применение современного комплекса LWD-каротажа, включая гамма-каротаж (ГК), нейтрон-нейтронный (ННК), гамма-гамма плотностной азимутальный (ГГКп + имидж), фото-электрический (ФЭК) каротажи и кавернометрию. Данный комплекс ГИС позволяет наиболее эффективно в режиме реального времени управлять профилем скважины, а также уточнять геологическую модель и вносить корректировки в стратегию бурения последующих скважин и кустов.

Бурение куста Х на Ем-Еговской площади

При реализации проекта согласно стратегии разбуривания куста Х одной из первых была пробурена опорная скважина с пилотным стволом. Основная цель пилотного ствола – подтверждение геологического строения района бурения и правильности выбора целевого интервала проводки горизонтального ствола. Результаты бурения пилотного ствола подтвердили перспективность данного района: наилучшими ФЕС по данным ГИС и довольно значительными нефтенасыщенными толщами (до 19 м) характеризуются пласты ЮК₄ и ЮК₅ центральной части тюменской свиты (рис. 2). После уточнения модели и целевых объектов был рассчитан новый профиль ГС: 650 из 800 м удалось провести в коллекторе с высокими ФЕС (рис. 2), после проведения пятистадийного ГРП дебит нефти составил 77,8 т/сут. Текущая накопленная добыча нефти за 15 мес была равна около 32 тыс. т.

При бурении горизонтального ствола другой скважины куста Х были встречены ранее не запланированные коллекторы в пласте ЮК₃ с высокими ФЕС и толщиной около 7,9 м (рис. 3, а). В связи с тем, что во время проводки ГС в режиме реального времени определялись кажущиеся углы залегания пластов, которые подтверждали плановое поведение структур, было принято решение о смене целевого объекта бурения. В итоге по данной скважине эффективная проходка по коллектору составила 46 % при плановой 19 % (рис. 3, б). При запуске скважины с четырехстадийным ГРП дебит нефти был равен 77,3 т/сут, текущая накопленная добыча нефти за 11 мес – около 20 тыс. т.

Наиболее важным и сложным на этапе реализации данного проекта стало оперативное управление «изме-

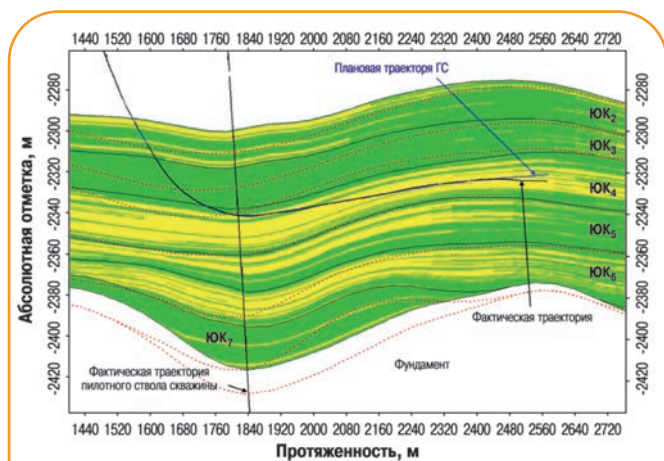


Рис. 2. Уточнение геологической модели по результатам бурения пилотного ствола и результаты проводки горизонтальной секции

нениями». Было понятно, что бурение пилотных стволов для каждой горизонтальной скважины экономически неэффективно и не позволяет кардинально повысить эффективность ГС, поэтому требовалось в процессе бурения оперативно принимать решения по изменению размещения скважин и азимутов бурения исходя из геологических рисков, добычных потенциалов районов и технических ограничений.

При бурении первых 10 скважин куста Х уже имелись уточненные карты эффективных нефтенасыщенных толщин, распределение ФЕС по разрезу и площади, входные и текущие дебиты нефти и жидкости для 8–9 скважин участка. Данная информация позволила принять решение по оптимизации расстановки скважин и проводке ГС: был выполнен комплексный анализ района бурения куста Х. Кроме того, были пересмотрены сейсмические данные, скорректировано представление о развитии русловых каналов, проанализированы промысловые данные, сделаны выводы о нефтеносности районов бурения.

Данный анализ позволил выделить три зоны (рис. 4, а):

- зона 1 характеризуется высокими эффективными нефтенасыщенными толщами и ФЕС коллекторов, входные и текущие дебиты больше плановых (см. рис. 4, б), средний фактический коэффициент продуктивности - $13 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

- зона 2 – высокие эффективные нефтенасыщенные толщины, но ФЕС коллекторов по данным ГИС в основном средние и низкие; дебит чуть ниже планового, средний фактический коэффициент продуктивности $5 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

- зона 3 – низкие эффективные нефтенасыщенные толщины и низкие ФЕС коллекторов, на момент разбуривания по данным ГИС прогнозировалось недо-стижение плановых дебитов нефти и накопленной добычи, что в дальнейшем было подтверждено; средний фактический коэффициент продуктивности составил $2 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$.

Таким образом, на этапе бурения первых скважин третьей зоны была пересмотрена стратегия бурения оставшихся шести скважин: они были перенесены в районы с лучшими характеристиками (зона 1), что обеспечило достижение плановых дебитов нефти и повысило экономическую эффективность проекта в целом.

Заключение

Опыт бурения горизонтальных скважин в 2013–2015 гг. на Ем-Еговской площади на фациально-изменчивые объекты тюменской свиты показал неэффективность стандартного «коврового» площадного разбуривания. При проводке ГС наблюдаются резкие изменения эффективных толщин по разрезу и площади, замещение русловых фаций (с наиболее высокими ФЕС) на пойменные (зоны с по-

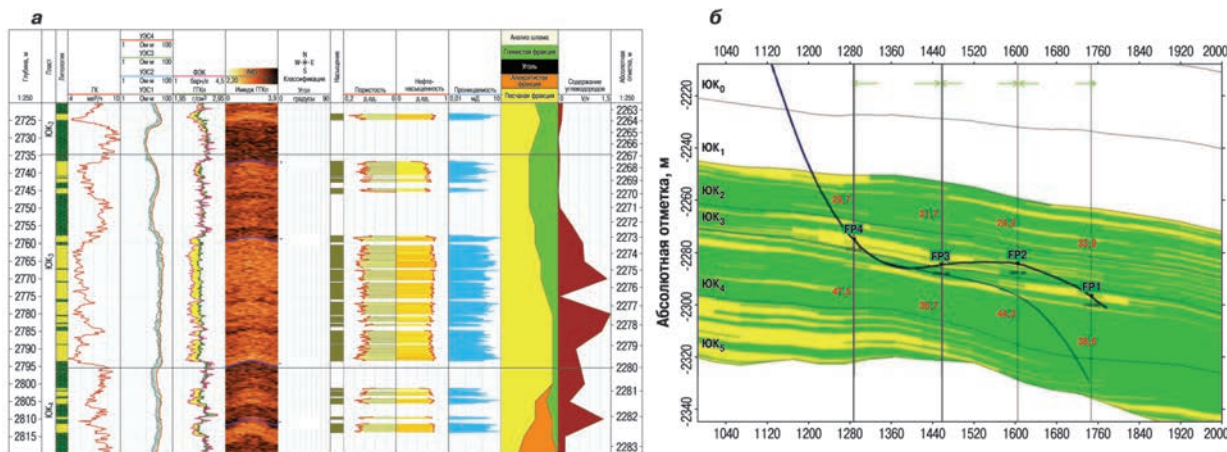


Рис. 3. Результаты оперативной интерпретации данных ГИС с расчетом ФЕС и углов падения, подтвержденные данными исследования шлама и газового каротажа (а), изменение профиля скважин в режиме реального времени, окончательная расстановка фрак-портов (б)

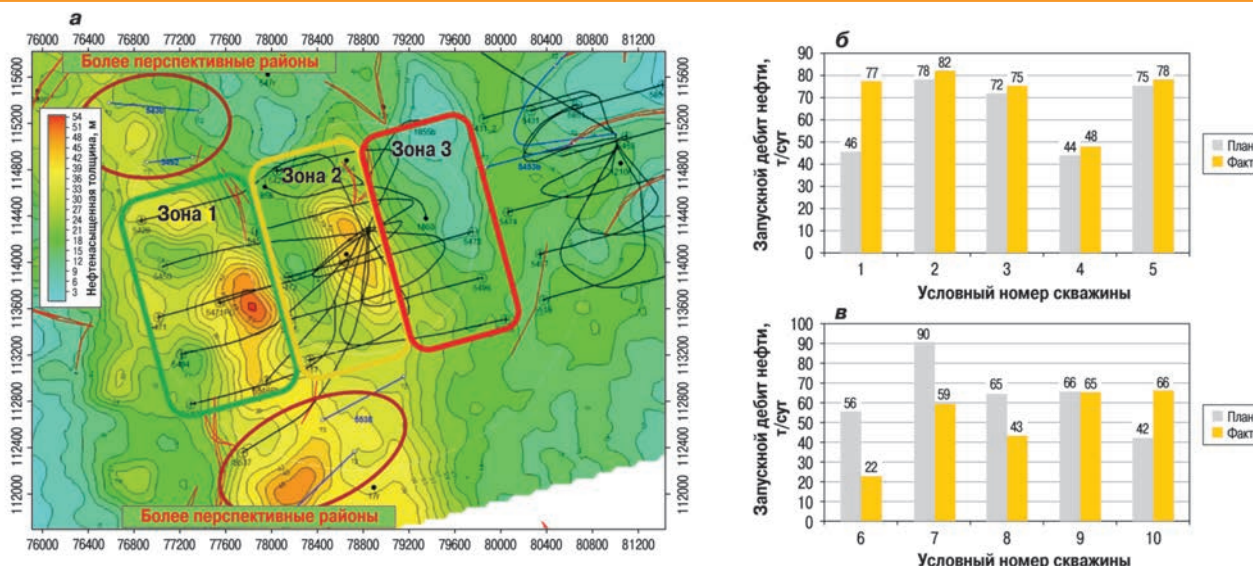


Рис. 4. Изменение расстановки ГС с учетом выявленных закономерностей (а) и сравнение плановых и фактических запусковых дебитов нефти по зонам 1 (б) и 2 (в) для скважин куста X Ем-Еговской площади

ниженными ФЕС, либо с полным отсутствием коллекторов), колоссальное влияние тектоники на структурные поверхности (углы роста/падения до 15°), обуславливающее дополнительные сложности при размещении и проводке ГС. Несмотря на это, был получен положительный результат от бурения горизонтальных скважин на тюменскую свиту. Выделим основные этапы достижения результата.

1. Создание и использование в работе детальных секторных геологических 3D моделей с выделенными перспективными зонами развития коллекторов (фашии русел, песков разливов и др.). Оперативная актуализация геологических моделей и принятие на их основе оперативных решений.

2. Разработка дерева решений бурения куста с заложением опорных и зависимых скважин. Разработка альтернативных вариантов бурения, в том числе бурение на транзитные объекты: викуловскую и аблакскую свиты и породы доюрского комплекса.

3. Разработка многовариантных стратегий проводки скважин, которые позволяют оперативно управлять изменениями и быть готовыми к большинству сценариев развития ситуации.

4. Использование современного комплекса ГИС в процессе бурения (получение данных в режиме реального времени).

5. Оперативная интерпретация данных ГИС с подтверждением качества пройденного коллектора результатами анализа шлама и газового каротажа, оперативное определение углов залегания пласта по данным имиджа ГГКп [2].

6. Круглосуточное геологическое сопровождение бурения (геонавигация).

Список литературы

1. Отчет «Построение геологической модели пластов ЮК₂₋₉ в пределах 1 и 2 сейсмических кубов Ем-Еговской площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения». – Тюмень: ООО «ТННЦ», 2014.
2. Глебов А.С. Особенности интерпретации данных ГИС горизонтальных и наклонно-направленных скважин // Труды XIII научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». – Ханты-Мансийск, 2010. С. 209-216.
3. Современные подходы к сопровождению бурения горизонтальных скважин для низкопроницаемых объектов тюменской свиты Красноленинского месторождения / Д.В. Емельянов, А.В. Жарков, Д.С. Смирнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 22-26.

References

1. Report "Postroenie geologicheskoy modeli plastov YuK₂₋₉ v predelakh 1 i 2 seysmicheskikh kubov Em-Egovskoy ploshchadi Krasnoleninskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya" (YuK₂₋₉ reservoir characterization within 1 and 2 of the seismic cubes of Em-Egovskaya area of Krasnoleninskoye gas condensate field). – Tyumen': Publ. of TNNC LLC, 2014.
2. Glebov A.S., Osobennosti interpretatsii dannykh GIS gorizontalnykh i naklonno-napravlennykh skvazhin (Features of geophysical well logging data interpretation of horizontal and directional wells), Proceedings of XIII conference "Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga – Yugry" (Ways of realization of oil & gas and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous District - Yugra), 2010, pp. 209-216.
3. Emel'yanov D.V., Zharkov A.V., Smirnov D.S. et al., Modern approaches to support drilling of horizontal wells in facies-unstable low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2015, no. 11, pp. 22-26.

Расчет и выбор глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах

Е.А. Гершкарон
(ООО «РН-КрасноярскНИПнефть»)

Ключевые слова: газовая скважина, глубина установки башмака промежуточной колонны и кондуктора, градиент давления (пластового, поглощения, гидроразрыва горных пород), конструкция скважины

Key words: gas wells, the installation depth of the shoe intermediate casing and the conductor, the pressure gradient (formation, acquisitions, fracturing of rocks), well design

Адрес для связи: GershkaronEA@kr-nipineft.ru

Введение

В настоящее время отсутствует единый подход к расчету глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах. Это осложняет использование современных технологий проектирования строительства скважин. В статье обобщен теоретический и фактический материал по данной теме с выводом расчетных зависимостей.

Конструкция скважины в части надежности, технологичности и безопасности должна обеспечивать условия безопасного проведения работ в первую очередь за счет прочности и долговечности крепления скважины, герметичности обсадных колонн и кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга, от проницаемых пород и пространства вокруг устья скважины [1].

При проектировании конструкции скважин оптимальное число обсадных колонн и глубина установки их башмаков определяются числом зон с несовместимыми условиями проводки ствола скважины по градиентам пластовых (поровых) давлений, давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород. До вскрытия продуктивных и напорных водоносных горизонтов должен предусматриваться спуск минимум одной промежуточной колонны или кондуктора до глубины, исключаяющей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине пластовым флюидом или смесью флюидов различных горизонтов и обеспечивающей герметизацию устья скважины.

Решение о спуске промежуточных колонн и кондуктора принимается после тщательного изучения и анализа геологических условий и возможностей бурения. При этом важен анализ соотношения давлений, возникающих при бурении в системе скважина – пласт.

Определение зон с несовместимыми условиями бурения скважины по градиентам пластовых (поровых) давлений и давлений гидроразрыва (поглощения) пластов

Если давление в скважине $p_{\text{скв}}$ меньше пластового $p_{\text{пл}}$, то флюиды из пласта будут поступать в скважину (процесс проявления). При повышении $p_{\text{скв}}$ до давления начала поглощения $p_{\text{погл}}$ жидкость из скважины поступает в пласт (поглощение бурового раствора). Давление начала поглощения может быть близким или равным пластовому, иногда приближается к вертикальному горному давлению, определяемому весом расположенных выше горных пород. Давление, при котором происходит раскрытие сомкнутых трещин или образование новых, называется давлением гидравлического разрыва пласта $p_{\text{ГРП}}$. В этом случае $p_{\text{погл}} = p_{\text{ГРП}}$.

Поскольку абсолютные значения давлений зависят от глубины Z , их соотношения удобно анализировать, используя величины относительных давлений. Во многих нефтегазоносных районах $p_{\text{пл}}$ близко к давлению гидростатического столба пресной воды $p_{\text{г}}$ (далее гидростатическое давление) высотой

$H_{ж}$, равной глубине залегания Z [2]. Это объясняется тем, что давление флюидов в пласте чаще обусловлено напором краевых вод, область питания которых имеет связь с земной поверхностью на значительных расстояниях от месторождения. Поэтому относительные давления (эквиваленты градиента давлений) $\bar{p}$ принято определять как отношения абсолютных значений соответствующих давлений к гидростатическому давлению

$$\begin{aligned}\bar{p}_{пл} &= p_{пл}/p_r; \quad \bar{p}_{г.б.р} = p_{г.б.р}/p_r; \quad \bar{p}_{погл} = p_{погл}/p_r; \\ \bar{p}_{ГРП} &= p_{ГРП}/p_r,\end{aligned}\quad (1)$$

где $p_{г.б.р}$ – гидростатическое давление бурового раствора.

Относительное пластовое давление $\bar{p}_{пл}$ или коэффициент аномальности $K_{ан}$ классифицируется следующим образом:

$K_{ан} < 1$ – пластовое давление аномально низкое (АНПД);

$K_{ан} = 1$ – пластовое давление нормальное (гидростатическое);

$K_{ан} = 1-1,2$ – пластовое давление обычное гидростатическое;

$K_{ан} = 1,2-1,3$ – пластовое давление аномальное;

$K_{ан} > 1,3$ – согласно п. 253 [1] пластовое давление аномально высокое (АВПД).

Зоны АВПД характерны для кровельной части газонасыщенных пластов, давление в которых обусловлено напором краевых (или подошвенных) вод. Наличие зоны АВПД в кровельной части объясняется тем, что вследствие небольшой плотности газа пластовое давление у кровли несущественно отличается от давления на зеркале водогазового кон-

такта (ВГК), где $p_{пл} = p_r$ (рис. 1). Могут быть и другие причины образования зон АВПД [3].

Очевидно, что одним из условий неосложненного процесса бурения скважины является соотношение

$$p_{пл} < p_{г.б.р} < p_{погл}(p_{ГРП}) \quad (2)$$

или

$$\bar{p}_{пл} < \bar{p}_{г.б.р} < \bar{p}_{погл}(\bar{p}_{ГРП}). \quad (3)$$

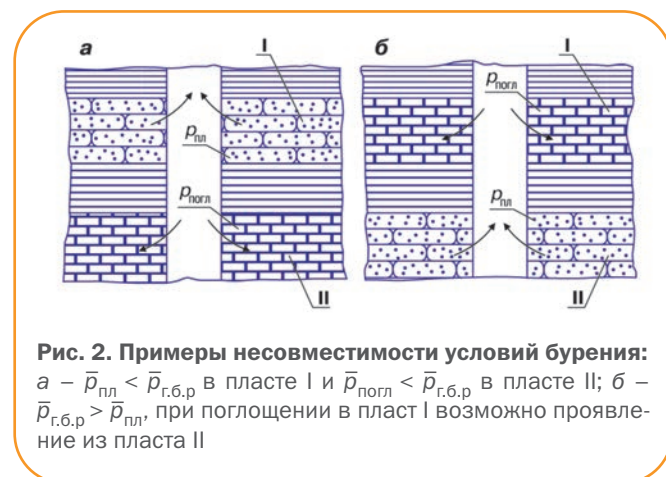
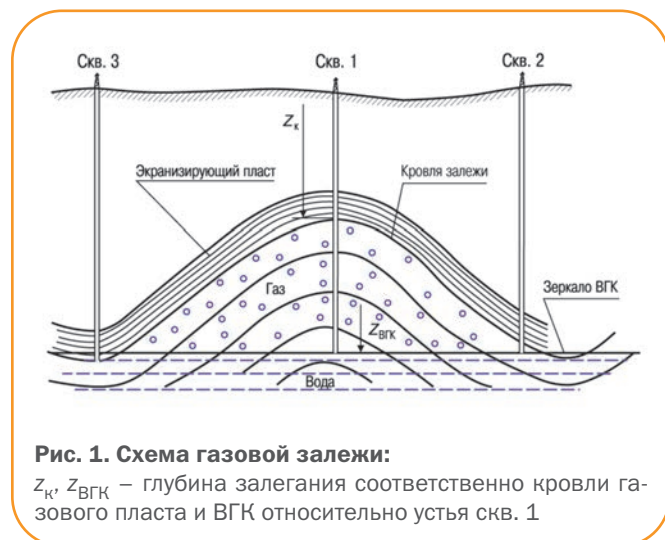
Процесс бурения осложняется, если по каким-либо причинам относительные давления окажутся в следующих соотношениях:

$$\bar{p}_{пл} > \bar{p}_{г.б.р} < \bar{p}_{погл}(\bar{p}_{ГРП}) \quad (4)$$

или

$$\bar{p}_{пл} < \bar{p}_{г.б.р} > \bar{p}_{погл}(\bar{p}_{ГРП}). \quad (5)$$

Если справедливо соотношение (4), то наблюдается только проявление. Такое осложнение можно устранить, не прибегая к спуску обсадных колонн, при условии, что увеличение плотности бурового раствора не приведет к соотношению $\bar{p}_{г.б.р} > \bar{p}_{погл}(\bar{p}_{ГРП})$. Если справедливо соотношение (5), то возможны осложнения, для ликвидации которых необходим спуск промежуточной колонны. Эти осложнения сопровождаются проявлениями и поглощениями. Если скважиной вскрыт продуктивный пласт I (рис. 2, а), а при дальнейшем бурении происходит поглощение в пласт II, то вследствие снижения уровня жидкости и соответственно давления в скважине могут начаться проявления из пласта I. Для предупреждения возникновения опасной ситуации (см. рис. 2, а) необходим спуск промежуточной ко-



лонны до пласта II. В данном случае условия бурения считаются несовместимыми. Такая ситуация часто возникает при вскрытии мощных газонасыщенных пластов с зоной АВПД у кровельной части. При вскрытии сначала поглощающего пласта I (см. рис. 2, б) необходимы его изоляция и упрочнение до вскрытия насыщенного проницаемого пласта II так, чтобы стало выполняться соотношение (1). Если это невозможно, то следует спустить промежуточную колонну до пласта II.

При разработке проектной конструкции скважины из-за отсутствия нормативных требований одной из задач является определение глубины спуска промежуточной колонны или кондуктора.

Определение глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах

Для определения глубины установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах с высоким пластовым давлением используем зависимость в соответствии с работой [4]

$$H = p_{пл} / [e^S \cdot \lambda_{гр} \cdot p_{пл} (e^S - 1) / L], \quad (6)$$

$$S = 0,03415 \bar{\gamma}_{гз} \cdot L / (Z_{ср} \cdot T_{ср}), \quad (7)$$

где $\lambda_{гр}$ – наименьший градиент давления гидроразрыва пласта на участке между кровлей продуктивного горизонта и башмаком колонны, предшествующей промежуточной, МПа/м; L – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м; $\bar{\gamma}_{гз}$ – относительная плотность газа по воздуху; $Z_{ср}$ – средний коэффициент сжимаемости газа; $T_{ср}$ – средняя абсолютная температура газа, К.

Согласно инструкции [5] максимальное внутреннее давление при закрытом устье газовых скважин при полной замене бурового раствора газом определяется по формуле

$$p_{в.у} = p_{пл} / e^S, \quad (8)$$

тогда

$$e^S = p_{пл} / p_{в.у}. \quad (9)$$

Подставляя значение e^S из формулы (9) в уравнение (6) и проведя ее преобразование, получим

$$H = p_{в.у} \cdot L / [\lambda_{гр} \cdot L \cdot (p_{пл} - p_{в.у})]. \quad (10)$$

Учитывая, что $\lambda_{гр} > \lambda_{погл}$ ($\lambda_{погл}$ – градиент давления поглощения перекрываемого пласта), в формуле (10) заменим $\lambda_{гр}$ на $\lambda_{погл}$. При отсутствии данных о $\lambda_{погл}$ согласно работе [6] давление поглощения определяют по формуле $p_{погл} = (0,75-0,95)p_{г.б.р.}$. Исходя из данной зависимости, в формуле (10) заменим $\lambda_{гр}$ на $\lambda_{погл} = 0,95\lambda_{гр}$, а для повышения уровня безопасности расчетов к расчетной глубине H применим повышающий коэффициент $K=1,05-1,10$. Тогда формула (10) примет вид

$$H = (1,05-1,10)p_{в.у} L / [\lambda_{погл} \cdot L \cdot (p_{пл} - p_{в.у})]. \quad (11)$$

Коэффициент безопасности K для расчетов H устанавливается с учетом геолого-технических условий и фактической информации по пробуренным скважинам, но в любом случае $K \geq 1,05$. Градиент $\lambda_{погл}$ принимается по геологическим данным, в случае отсутствия данных о $\lambda_{погл}$ применяется расчетная зависимость $\lambda_{погл} = 0,95\lambda_{гр}$. Градиент $\lambda_{гр}$ принимается по геологическим данным, при отсутствии данных определяется по давлению гидроразрыва горных пород согласно работе [6] по трем формулам, из которых для дальнейших расчетов берется меньшее значение,

$$p_{гр} = 0,088L + 0,66p_{пл}, \quad (12)$$

$$p_{гр} = 0,87p_{гор}, \quad (13)$$

$$p_{гр} = (\mu/1-\mu)(p_{гор}-p_{пл}) + p_{пл}, \quad (14)$$

где $p_{гор}$ – горное давление вышележащих горизонтов; μ – коэффициент Пуассона.

В соответствии с работой [5] при $L \leq 1000$ м и $p_{пл} \leq 10$ МПа, а также при $p_{пл} \leq 4$ МПа и любом L допустимо считать, что внутреннее давление по всей глубине скважины равно пластовому. В этом случае глубина установки башмака промежуточной колонны определяется в соответствии с работой [4] по формуле

$$H = p_{в.у} / \lambda_{гр}. \quad (15)$$

Здесь $p_{в.у} = p_{пл}$ с применением понижающего коэффициента 0,95.

Тогда формула (15) принимает вид

$$H = p_{пл} / 0,95\lambda_{гр}. \quad (16)$$

При необходимости перекрытия промежуточной колонной поглощающего пласта в расчетах глубины установки башмака промежуточной колонны в формуле (16) градиент $\lambda_{\text{гр}}$ заменяют на $\lambda_{\text{погл}}$. При расчете глубины установки башмака промежуточной колонны H по градиенту $\lambda_{\text{погл}}$, приведенному в исходной геологической информации, полученная глубина установки башмака колонны при необходимости (с учетом геолого-технических условий и экономической целесообразности) может быть изменена с приведением обоснования этого решения. Для вновь выбранной глубины установки башмака промежуточной колонны выполняется проверочный расчет исходя из градиента гидроразрыва горных пород на этой глубине.

Однако во всех случаях глубина установки башмака промежуточной колонны не может превышать глубину, определяемую суммой глубины подошвы поглощающего горизонта плюс 50 м, и не может быть ниже глубины, равной разности глубины кровли напорного горизонта минус 50 м.

Данные расчеты могут применяться для определения глубины установки башмака кондуктора.

Заключение

Выведенные формулы (11) и (16) позволяют проводить обоснованные расчеты глубин установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах при разработке проектов на строительство скважин, формировании производственных программ на их крепление и дают возможность разработать единый нормативный подход к расчетам конструкций скважин.

Глубина установки башмака промежуточной колонны в газовых скважинах, рассчитанная по изложенной методике, как минимум на 10 м меньше проектной. На 100 скважин это снижает металлоемкость конструкции на 60 т, увеличивает коммерческую скорость бурения и уменьшает материальные и временные затраты.

Автор выражает благодарность В.П. Ключко и А.В. Брилькову, главным специалистам отдела проектирования строительства скважин, за помощь при подготовке статьи.

Список литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (приказ Ростехнадзора № 101 от 12.03.13; в редакции приказа Ростехнадзора № 1 от 12.01.15)
2. Технология бурения глубоких скважин/М.Р. Мавлютов [и др.]. – М.: Недра, 1982. – 287 с.
3. Фертель У.Х. Аномальные пластовые давления/пер. с англ. – М.: Недра, 1980. – 398 с.
4. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А. Проектирование конструкций скважин. – М.: Недра, 1979. – 280 с.
5. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – М.: Ассоциация буровых подрядчиков, 1997. – 192 с.
6. Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник. – М.: Недра, 1986. – 294 с.

References

1. Federal standards and rules for industrial safety "Safety rules in oil and gas industry".
2. Mavlyutov M.R. et al., *Tekhnologiya bureniya glubokikh skvazhin* (Deep-well drilling technology), Moscow: Nedra Publ., 1982, 287 p.
3. Fertl W.H., *Abnormal formation pressures*, Elsevier, 1976, 381 p.
4. Bulatov A.I., Izmaylov L.B., Lebedev O.A., *Proektirovanie konstruktivnykh skvazhin* (Design of wells construction), Moscow: Nedra Publ., 1979, 280 p.
5. *Instruktsiya po raschetu obsadnykh kolonn dlya neftyanykh i gazovykh skvazhin* (Instructions on the calculation of casing for the oil and gas wells), Moscow, 1997, 192 p.
6. Iogansen K.V., *Sputnik burovika* (Driller satellite), Moscow: Nedra, 1986, 294 p.

Опыт закрепления проппанта в условиях низких температур верхнечонского горизонта

Д.В. Кушнарченко, Д.И. Хохлов (ПАО «ВЧНГ»),
Р.Я. Харисов, к.х.н. (ООО «РН-Уфанипинефть»),
А.Н. Комиссаров, Д.А. Ивановская (ООО «РН-ГРП»)

Ключевые слова: низкая температура пласта, закрепление проппанта
Key words: low temperature of formation, proppant fixing

Адрес для связи: DVKushnarenko@rosneft.ru

Введение

В настоящее время гидроразрыв пласта (ГРП) применяется как для очистки призабойной зоны скважины, так и для стимуляции скважин в низкопроницаемых пластах. Со временем из-за уменьшения ширины трещины ГРП снижаются ее проводимость и проницаемость, что приводит к падению добычи нефти или газа, преждевременному износу скважинного оборудования и, как следствие, ухудшению экономических показателей.

В последнее время на фоне изменения горно-геологических условий (пластового давления, горных напряжений) в некоторых зонах пласта с высокопроницаемыми прослоями верхнечонского горизонта Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (ВЧНГКМ) ПАО «Верхнечонскнефтегаз» наблюдается активный вынос проппанта после проведения ГРП.

В статье рассмотрено одно из возможных решений данной проблемы с применением технологии химического закрепления проппанта со смоляным покрытием (RCP-проппант – resin coated proppants) в условиях низких температур.

Известно, что вынос проппанта из трещины в скважину происходит после проведения ГРП в ходе первичной очистки, а в ряде случаев даже после полного освоения скважины [1, 2]. При низких пластовых температурах (10–21 °С) ВЧНГКМ данное явление усугубляется низкой скоростью деформации геля ГРП, связанной с тем, что традиционно применяемые брейкеры окисляющего типа (например, персульфат аммония) начинают работать при температурах выше 60 °С. Для брейкеров энзимного типа необходимо уменьшение щелочности среды, так как применяемая жидкость

ГРП на гуаровой основе имеет $pH > 8$, а это возможно только при освоении скважины в процессе смешения жидкости ГРП с пластовыми водами после начала притока их из пласта.

Совокупность указанных факторов приводит к неполному сцеплению RCP-проппанта и повышению выноса из скважины незакрепленного проппанта.

Существует несколько технологий контроля выноса проппанта, среди которых наибольшее распространение получили: ускоренное закрытие трещины [3]; ориентированная перфорация [4]; применение специальных проппантов: RCP-проппанта со смоляным покрытием [5] или цилиндрического [6].

Ускоренное (принудительное) закрытие трещины. После прекращения закачки вызывается приток, для того чтобы как можно скорее закрыть трещину с проппантом. Этот метод имеет риски, связанные с выносом проппанта гелем высокой вязкости, который окончательно не разрушился.

Ориентированная перфорация. При вскрытии пласта скважина пересекает зоны с разными напряжениями. Знание напряжений необходимо для оценки параметров трещины. Перфорационные каналы располагаются в плоскости развития трещины. При этом в период ввода скважины в эксплуатацию снижается количество выносимого из трещины проппанта, а также значительно уменьшается вероятность образования множественных трещин. Если различие напряжений небольшое и устойчивость к сжатию RCP-проппантной пачки менее 0,68 МПа (100 psi), то 180-градусная фазировка перфорации может рассматриваться в любом направлении.

Таблица 1

Фракция проппанта	Проводимость, mD/ft, при давлении, psi					Проницаемость, D, при давлении, psi				
	2000	4000	6000	8000	1000	2000	4000	6000	8000	1000
12/18	20053	11137	6968	5197	2738	995	583	428	311	181
16/20	8131	6935	5490	3815	2266	462	403	326	231	141

Применение цилиндрического проппанта, контроль выноса которого связан с особенностями его неравномерной упаковки, пока не получило широкого распространения. Кроме того, он имеет высокую стоимость.

Применение RCP-проппанта, спекающегося под воздействием высоких температур или химических агентов с образованием проницаемых агломератов, препятствующих выносу обычного проппанта из трещины, получило значительно большее распространение. Однако в условиях низкотемпературных пластов ВЧНГКМ для использования RCP-проппантов необходим значительный прогрев зоны пласта вокруг трещины ГРП, чтобы обеспечить необходимое время прогрева и остывания для эффективного спекания смоляного покрытия проппанта.

В связи с этим наиболее приемлемыми вариантами уменьшения выноса проппанта являются технологии химического закрепления RCP-проппанта, когда под действием химического агента происходят размягчение полимерной пленки, разрыв ее под давлением и образование вокруг места касания зерен полимерного кольца. Данное кольцо удерживает зерна проппанта в связанном между собой состоянии. Эта технология успешно применяется на некоторых месторождениях Западно-Канадского седиментационного бассейна (Slave Point, Cardium, Bakken, Viking и др.) [7]. Однако пластовые температуры там несколько выше (около 40 °С), чем на ВЧНГКМ.

При выборе низкотемпературного RCP-проппанта рассматривалось несколько марок, производимых в России. Свойства проппанта А, оказавшегося наиболее подходящим по параметрам, приведены в табл. 1. Испытания прочности сцепления проппанта проводились под давлением 1000 psi. Для фракций проппанта 12/18 и 16/20 при температуре 20 °С и времени спекания 12 ч прочность спекания составляет соответственно 46 и 92 psi, при температуре 35 °С и времени 4 ч – соответственно 47 и 117 psi [1].

В статье приведены результаты лабораторного тестирования и первые результаты промысловых испытаний комплексной технологии химического закрепления низкотемпературного RCP-проппанта при ГРП на терригенных коллекторах ВЧНГКМ.

Лабораторные исследования

Согласно ТУ гарантированное спекание проппанта А происходит при температурах выше 20 °С. Поэтому необходимо было провести лабораторное тестирование прочности его сцепления при более низких температурах. Физическое моделирование химического закрепления низкотемпературного проппанта было выполнено на насыпных моделях в жидкости ГРП, представляющей собой гелевую систему (табл. 2) и использующейся при проведении ГРП на ВЧНГКМ.

Таблица 2

Показатели	Линейный гель	Сшитый гель
Концентрация, кг/м ³ : гелеобразователя	14	3,6
биоцида	0,02	0,02
энзимного брейкера	0,57	0,57
Концентрация, л/м ³ : стабилизатора глины	2	2
деэмульгатора	2	2
сшивателя быстрого действия	0	1,25

Физическое моделирование включало процессы спекания RCP-проппанта А как без активатора, так и в его присутствии. Активатором служил органический растворитель. Для спекания образец проппанта в сшитом геле вносился в ячейку разрушения проппанта, которая помещалась в другую ячейку для выдержки образца проппанта под давлением с возможностью отфильтровывания освобождающейся из образца жидкости. Затем образец термостатировался в холодильнике в течение 24 ч при давлении 6,8 МПа (1000 psi).

Результаты тестирования показали, что образец RCP-проппанта марки А фракции 16/20 удовлетворяет критерию отсутствия активации в условиях транспортировки и хранения: выдержка при давлении 0,01 МПа и температуре 35 °С в течение 3 ч не привела к его спеканию.

Результаты экспериментов, проводимых в растворе активатора при температуре 8 °С в течение 24 ч, показали, что технология химического закрепления не обеспечивает в полной мере необходимого спекания низкотемпературной RCP-проппантной пачки для получения достаточной прочности сопротивления на сжатие (150 psi, или 1,05 МПа) [5, 9]. В лабораторных условиях в жидкости ГРП предел прочности для RCP-проппанта марки А фракции 16/20 со-



Рис. 1. Вид закрепленных пачек RCP-проппанта марки А фракции 16/20 до разрушения (а) и после разрушения (б)

ставил 20–22 psi (0,136–0,15 МПа) (рис. 1). Использование активатора не повлияло существенно на эффективность скрепления проппанта. Так, в деионизированной воде без активатора предел прочности составил 36 psi (0,245 МПа), при концентрации активатора 20 % – 40 psi (0,272 МПа), 40 и 50 % – 42 psi (0,286 МПа).

По результатам лабораторного тестирования, показавшего незначительное влияние активатора на прочность пачки RCP-проппанта марки А фракции 16/20, было принято решение об отказе от активатора при проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ).

Промысловые испытания

Перед проведением ОПИ оценивались следующие риски:

- спекание RCP-проппанта на поверхности в результате неправильного хранения (попадание влаги);
- получение эффекта «СТОП» при прохождении низкотемпературного RCP-проппанта через НКТ за счет активации его поверхности нагретой водой;
- недостаточность планируемых объемов проппанта для достижения необходимого закрепления трещины ГРП из-за неопределенности ее расположения по стволу горизонтальной скважины.

Для оценки потенциала химического закрепления низкотемпературного RCP-проппанта марки А фракции 16/20 и возможных рисков было проведено пять обработок в горизонтальных скважинах. Дизайн ГРП предполагал последовательную закачку керамического проппанта фракций 20/40, 16/20 и низкотемпературного RCP-проппанта марки А фракции 16/20 (табл. 3).

Освоение и промывка скважин после ГРП выполнялись колтюбингом с гидромониторной насадкой с

Таблица 3

Условный номер скважины	Способ заканчивания скважины	Масса закачанного проппанта, т			Масса вымытого проппанта, т
		20/40	16/20	А	
1	Открытый ствол	2	10	7,5	0*
2	Хвостовик	3	23	4,4	5,1
3	Хвостовик	2	18	8,1	0,042
4	Хвостовик	2	6	4,1	0,4
5	Открытый ствол	2	27	5,9	0,684

* Поглощение промывочной жидкости.

использованием газированной азотом нефти и нефти, гелированной с помощью полимера и активатора. Данная система при разных концентрациях полимера и сшивателя обладает повышенной вязкостью (150–400 мПа·с) и способностью переносить проппант. В скв. 1 из-за низкого пластового давления в процессе освоения и промывки происходило поглощение промывочной жидкости (газированной нефти), что не позволило в полной мере вымыть проппант из ствола скважины.

Анализ результатов ОПИ технологии химического закрепления низкотемпературного RCP-проппанта показал, что проппант марки А не спекается на забое в стволе скважины. Однако отмечены факты образования корки спекшегося проппанта в районе интервалов перфорации, для удаления которой применялась гидромониторная насадка. Также были выявлены риски чувствительности к влаге: при попадании влаги в процессе хранения и проведения работ наблюдалось слипание, способное привести к срыву закачки проппанта, что может впоследствии нарушить работу скважинного оборудования.

Эффективность закрепления трещины определялась по времени работы электроцентробежного насоса (ЭЦН) – межремонтному периоду (МРП). Средний базовый МРП ЭЦН в скважинах с ГРП на ВЧНГКМ составляет 120 сут. Для принятия решения об эффективности технологии химического закрепления RCP-проппанта марки А был принят МРП, равный 181 сут, при котором учитываются уменьшение эксплуатационных затрат за счет увеличения периода работы ЭЦН и расходы на проппант. По результатам ОПИ и последующего мониторинга работы скважин определены значения МРП (рис. 2). Нарботка на отказ ЭЦН по пяти скважинам ВЧНГКМ превысила среднюю наработку ЭЦН скважин после ГРП на 42 сут и продолжала расти, превысив для двух скважин проектные 181 сут.

Сохранение объема проппанта в трещине ГРП позволило увеличить период стабильной работы трещины в процессе эксплуатации скважины, в том числе и на повышенных депрессиях, и обеспечило следующие результаты:

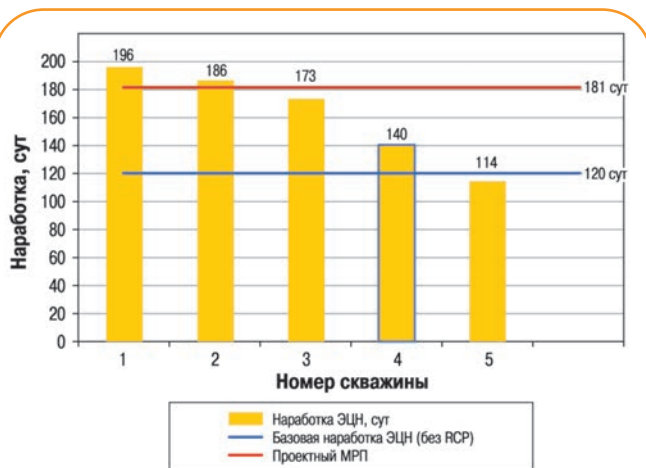


Рис. 2. Наработка ЭЦН после закрепления низкотемпературным проппантом на 13.12.15 г.

- 1) сокращение затрат на капитальный ремонт скважин и колтюбинг для дополнительной промывки горизонтального ствола;
- 2) сокращение затрат на закупку новых ЭЦН;
- 3) предупреждение простоя скважины и, как следствие, дополнительная добыча нефти.

Выводы

1. Испытание технологии химического закрепления проппанта со смоляным покрытием показало ее эффективность в условиях низких температур верхнечонского горизонта ВЧНГКМ. Технология планируется к внедрению в каждой скважине с ГРП.

2. В горизонтальных скважинах с низким пластовым давлением из-за сложности прогнозирования направления развития трещины при расчете массы низкотемпературного химически закрепляемого RCP-проппанта необходимо учитывать объем горизонтального ствола для обеспечения достаточного количества проппанта в трещине ГРП.

3. Отсутствие модели расчета необходимого количества RCP-проппанта вне зависимости от его марки требует привлечения практических данных его применения: от 15 до 40 % общей массы проппанта, размещенного в трещине ГРП. При недостаточном количестве закачанного проппанта эффективного закрепления RCP-проппантом не происходит.

4. В скважинах с пониженным пластовым давлением, где наблюдается поглощение раствора в процессе освоения и промывки, необходимо добиться полной очистки ствола скважины с применением, например, высоковязких пен, имеющих меньшую плотность, но достаточную песконесущую способность.

Список литературы

1. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation, 3rd Edition. John Wiley Sons, 2000. – 856 p.
2. Andrews J.S., Kjørholt H. Rock mechanical principles help to predict proppant flowback from hydraulic fractures // SPE 47382. – 1998.
3. Ely J.W., Arnold W.T. New techniques and quality control find success in enhancing productivity and minimizing proppant flowback // SPE 20708. – 1990.
4. Experimental study on additives systems used for proppant flowback flowback control in a hydraulic fracturing treatment / M.H. Alqam, H.H. Abass, M.R. Khan, E.T. Caliboso // SPE 106358. – 2006.
5. Application of curable resin – coated proppant / L.R. Norman, J.M. Terracina, M.A. McCabe, P.D. Nguyen // SPE 20640-PA. – 1992.
6. Rod-shaped of proppant provides proppant flowback control in the Egyptian eastern desert / J. Edelman, K. Maghrabia, M. Semary, A. Mathur, Z.A. Samir, J.M. Bernechia // SPE 164014. – 2013.
7. Factors that impact the performance of resin coated proppant in low temperature reservoirs / L.H. Burke, D.R. Lone, T. Elgar, A. Hersey // SPE 162792. – 2012.
8. <http://www.rcptechnology.ru/LtRCP>
9. Anderson R.W., Johnson D.E., Diep T. New resin technology improves proppant flowback control in HP/HT environments // SPE 77745-MS. – 2002.

References

1. Economides M.J., Nolte K.G., Reservoir stimulation, 3rd ed., John Wiley Sons, 2000, 856 p.
2. Andrews J.S., Kjørholt H., Rock mechanical principles help to predict proppant flowback from hydraulic fractures, SPE 47382, 1998.
3. Ely J.W., Arnold W.T., New techniques and quality control find success in enhancing productivity and minimizing proppant flowback, SPE 20708, 1990.
4. Alqam M.H., Abass H.H., Khan M.R., Caliboso E.T., Experimental study on additives systems used for proppant flowback flowback control in a hydraulic fracturing treatment, SPE 106358, 2006.
5. Norman L.R., Terracina J.M., McCabe M.A., Nguyen P.D., Application of curable resin – coated proppant, SPE 20640-PA, 1992.
6. Edelman J., Maghrabia K., Semary M., Mathur A., Samir Z.A., Bernechia J.M., Rod-shaped of proppant provides proppant flowback control in the Egyptian eastern desert, SPE 164014, 2013.
7. Burke L.H., Lone D.R., Elgar T., Hersey A., Factors that impact the performance of resin coated proppant in low temperature reservoirs, SPE 162792, 2012.
8. URL: <http://www.rcptechnology.ru/LtRCP>
9. Anderson R.W., Johnson D.E., Diep T., New resin technology improves proppant flowback control in HP/HT environments, SPE 77745-MS, 2002.

Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз»

**В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов (АО «Самаранефтегаз»),
А.А. Шмидт (ООО «Нефтехимсервис Самара»),
А.В. Марносов, С.П. Кулешов (ООО «Самаранипинефть»)**

Ключевые слова: обратная кислотная эмульсия, кислотные обработки, призабойная зона пласта
Key words: revers acid emulsion, acid treatment, bottom zone

Адреса для связи: KuleshovSP@samnipineft.ru, LatypovRT@samng.ru

Введение

Более половины разрабатываемых месторождений нефти АО «Самаранефтегаз» представлены карбонатными коллекторами. Одним из основных видов геолого-технических мероприятий (ГТМ) на данном фонде с целью интенсификации добычи нефти являются кислотные обработки (КО), что обусловлено способностью карбонатных коллекторов растворяться в соляной кислоте, возможностью ее использования в различных геолого-физических условиях и на разных стадиях разработки месторождений, технологичностью и доступностью соляной кислоты [1, 2].

Установлено, что в ряде случаев при проведении КО на объектах АО «Самаранефтегаз» происходит преждевременное обводнение продукции скважин, а эффективность повторных КО резко снижается. Это обуславливает актуальность поиска новых инженерных решений для обеспечения рентабельности технологии.

Одним из методов стимуляции пласта является использование кислотно-углеводородной эмульсии (КУЭ) [3], позволяющей не только увеличить проницаемость коллектора, но и временно блокировать проницаемые водонасыщенные участки пласта из-за отсутствия взаимодействия внешней фазы – углеводородного растворителя с коллектором. В статье рассмотрены результаты лабораторных и опытно-

промысловых испытаний (ОПИ) новой КУЭ, разработанной для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов АО «Самаранефтегаз».

Получение и характеристики кислотно-углеводородной эмульсии

Для приготовления КУЭ использовали следующие реагенты: углеводородный растворитель; раствор 15%-ной ингибированной соляной кислоты; эмульгатор/стабилизатор эмульсии; реагент для контроля железа. К углеводородному растворителю при постоянном перемешивании последовательно добавляли эмульгатор/стабилизатор эмульсии, соляную кислоту и стабилизатор железа при соотношении компонентов 10 : 1,25 : 88,75. После добавления всех компонентов раствор перемешивали в течение 10–20 мин до образования эмульсии кремового цвета. Внешний вид КУЭ представлен на рис. 1, а.

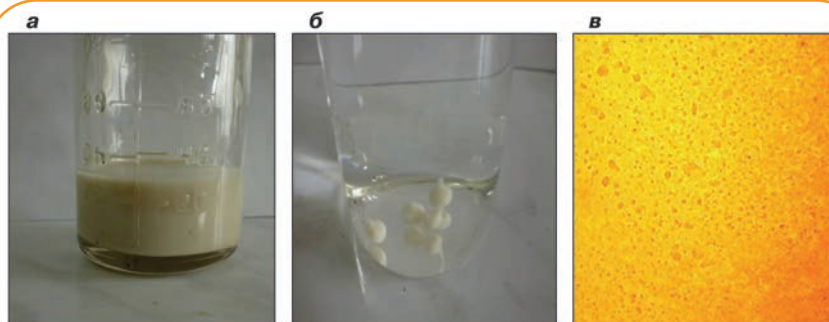


Рис. 1 Внешний вид эмульсии: визуальный (а); после добавления КУЭ в дистиллированную воду (б); под микроскопом (в)

Полученная КУЭ относится к обратному типу эмульсии «вода в масле», внутренней фазой которой является кислота, а внешней – углеводородный растворитель. Так, при добавлении аликвоты КУЭ (10–15 мл) в воду (100–200 мл) образования эмульсии в объеме жидкости, т.е. «растворения КУЭ в воде», не происходит (рис. 1, б). Плотность эмульсии больше плотности воды и составляет 1,060 г/см³, удельная электрическая проводимость эмульсии после замешивания – 5 мкСм/см.

При микроскопических исследованиях (рис. 1, в) установлено, что эмульсия является полидисперсной. Капли дисперсной фазы правильной формы, малоподвижны, размеры капель составляют от 3 до 400 мкм.

Согласно реологическим исследованиям КУЭ – неньютоновская жидкость, о чем свидетельствует зависимость эффективной вязкости эмульсии от скорости сдвига (табл. 1). Вязкость эмульсии измеряли на ротационном вискозиметре Fann-35 согласно ГОСТ1929-87 и инструкции к оборудованию. С увеличением температуры вязкость КУЭ снижается (см. табл. 1).

Таблица 1

Температура, °С	Эффективная вязкость эмульсии, МПа·с, при скорости сдвига, мин ⁻¹			
	100	200	300	600
26	312	136,5	158	140
40	204	128,5	120	104
65	186	120	106	68,5

Исследования показали, что период распада КЭУ при температуре 40 и 80 °С составляет соответственно 28 и 8 ч. Распад эмульсии в сушильном шкафу при температуре 80 °С сопровождается окрашиванием раствора в кремово-коричневый цвет с выделением углеводородной фазы.

Установлено, что КУЭ, приготовленная с использованием раствора неингибированной 15%-ной HCl, обладает меньшей коррозионной агрессивностью, чем кислотный состав на основе неингибированной 15%-ной HCl (далее – КС-15), содержащий стабилизатор железа (5 л/м³), деэмульгатор (3 л/м³) и противоосадочный реагент (2 л/м³).

Таблица 2

Номер образца	Площадь образца <i>S</i> , м ²	Масса образца, г		Коррозионные потери		Средняя скорость коррозии, г/(м ² ·ч)
		до испытания <i>M</i> ₀	после удаления продуктов коррозии <i>M</i> ₁	$\Delta M = M_0 - M_1$, г	на единицу площади $\Delta M/S$, г/м ²	
КС - 15						
1	0,00108	2,5970	2,5959	0,0011	1,02	0,1406
2	0,00112	2,7923	2,7914	0,0009	0,80	
3	0,00113	2,5997	2,5989	0,0008	0,71	
Неингибированная КУЭ						
1	0,00121	2,7797	2,7792	0,0005	0,41	0,0593
2	0,00120	2,6347	2,6343	0,0004	0,33	
3	0,00125	2,7224	2,7220	0,0004	0,32	

Результаты гравиметрических измерений скорости коррозии (согласно методическим указаниям компании «Роснефть» № П1-01.05 М-0044 «Единые технические требования по основным классам химических реагентов», версия 2 (далее МУК №П1-01.05 М0044, Приложение № 15)) на образцах НКТ (сталь марки К, ГОСТ 633-80) при температуре 20 °С и продолжительности эксперимента 24 ч представлены в табл. 2. Разница в потерях массы исследуемых образцов предполагает, что применение КУЭ вместо кислотной композиции позволит снизить операционные затраты на защиту оборудования от кислотной коррозии.

Изучение взаимодействия КУЭ и КС-15 с образцами карбонатной породы проводились в соответствии с МУК №П1-01.05 М0044, Приложение № 13. Эффективность растворения рассчитывалась по формуле

$$\Xi = (m_0 - m_1 / m_1) \cdot 100,$$

где m_0 , m_1 – масса кубиков мрамора соответственно до и после взаимодействия.

Установлено, что эффективность растворения породы КУЭ меньше, чем КС-15 (рис. 2).

Эффективность использования эмульсии в неоднородных по проницаемости пластах оценивали по изменению вязкости во времени без и в присутствии брейкера (мрамора) (рис. 3). Из представленных данных следует, что с увеличением температуры при добавлении брейкера скорость распада эмульсии возрастает.

На примере нефти Белозерско-Чубовского месторождения АО «Самаранефтегаз» (согласно Методическим указаниям компании «Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин» №П1-01.03 М-0016, вер. 2, Приложение №2 «Определение состава кольтаната и выбор реагента при планировании химической обработки скважины. Тесты на качество и совместимость кислот со скважинной жидкостью») показано, что КУЭ совместима с нефтью и их смеси фильтруются через сито без образования осадков. Отработанная эмульсия ча-

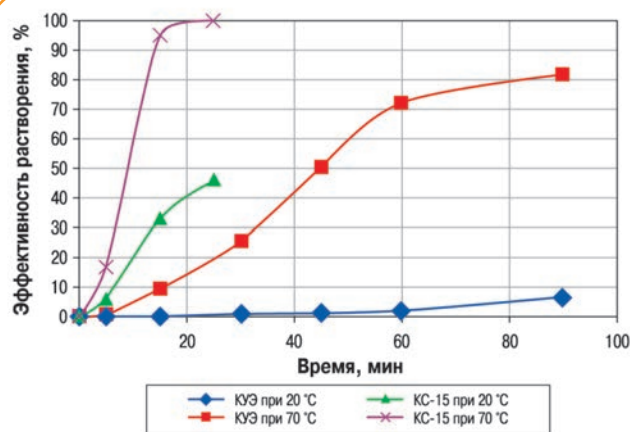


Рис. 2. Кинетические зависимости эффективности растворения карбонатной породы при взаимодействии с КУЭ и КС-15

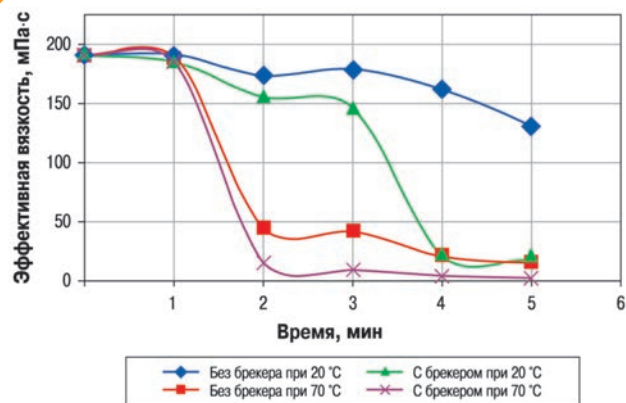


Рис. 3. Кинетические зависимости эффективной вязкости КУЭ при скорости сдвига 300 мин⁻¹

стично удерживается ситом, что обусловлено наличием непрореагировавшего доломита. Однако она легко смывается водой пластовой температуры, это исключает возможность неконтролируемого загрязнения призабойной зоны пласта (рис. 4).

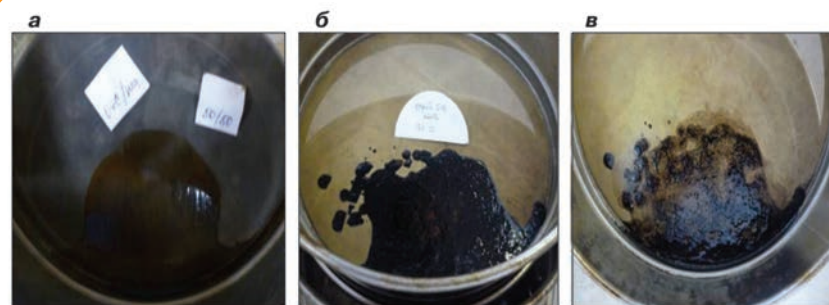


Рис. 4. Внешний вид композиции эмульсия/нефть в количественном соотношении 50/50: после смешивания эмульсии с нефтью (а); композиция а после взаимодействия с карбонатной породой (б); композиция б, промытая водой (в)

Критерии применимости технологии на основе КУЭ

На основании проведенных лабораторных исследований, а также геолого-физических характеристик объектов АО «Самаранефтегаз» разработаны следующие критерии применимости технологии:

- карбонатный коллектор (доля карбонатов более 90 %);
- обводненность продукции от 50 до 80 %;
- вязкость добываемой жидкости в пластовых условиях не более 5 мПа·с;
- интервал перфорации продуктивного пласта не менее 3 м;
- приемистость пласта не менее 150 м³/сут;
- наличие остаточных извлекаемых запасов нефти не менее 10 тыс. т;
- наличие цементного кольца, подтвержденного результатами АКЦ, эксплуатационная колонна без нарушений;
- снижение коэффициента продуктивности;
- проницаемость не менее 0,01 мкм²;
- неравномерность выработки продуктивных прослоев в интервале перфорации; расчлененность пласта, подтвержденная геофизическими исследованиями.

Результаты опытно-промысловых испытаний

Для определения технологической и экономической эффективности КУЭ было принято решение о проведении ОПИ. Работы выполняли в соответствии с требованиями ГОСТ и нормативных документов «НК «Роснефть». На основании критериев применимости КУЭ были выбраны девять скважин-кандидатов. Результаты ОПИ технологии стимуляции карбонатных коллекторов с применением КУЭ представлены в табл. 3. Как видно из табл. 3 и рис. 5, применение КУЭ обеспечивает увеличение коэффициента продуктивности и дебита нефти, а также

снижение обводненности продукции ряда скважин. Средний прирост дебита нефти за 2013–2015 гг. составил 12 т/сут.

КУЭ «мягко» взаимодействует с коллектором за счет меньшей скорости реакции соляной кислоты с карбонатной породой, т.е. ее действие пролонгировано и ориентировано на увеличение проницаемости коллектора в более удаленной части. После реализации химического потенциала отработавшая КУЭ полностью разрушается, что позволяет избежать дополнитель-

Таблица 3

Месторождение	Пласт	Условный номер скважины	$q_{ж}$, м ³ /сут	$q_{н}$, т/сут	B , %	$q_{ж}$, м ³ /сут	$q_{н}$, т/сут	B , %	$\Delta q_{н}$, м ³ /сут	$q_{ж}$, м ³ /сут	$q_{н}$, т/сут	B , %	$\Delta q_{н}$, м ³ /сут	Успешность ОПИ, %
			до ОПИ			расчетные после ОПИ			пусковые после ОПИ					
Красноярское	A ₀	x1	5	2	55	15	6	55	4	23	15	26	13	38
Утевское	O ₂ O ₁	x2	30	8	68	60	15	70	7	83	16	77	8	106
Гражданское	B ₃ ,ΔΛ	x3	24	6	70	45	12	70	6	45	13	66	7	122
Никольско-Спирidonовское	B ₁ ,ΔΛ	x4	20	7	57	45	20	50	13	45	22	42	15	115
Алексеевское	ΔΛ	x5	32	8	70	57	15	70	7	57	18	63	10	135
Дмитриевское	A ₀	x6	15	6	51	40	16	51	10	59	38	22	32	319
Раковское	B ₁	x7	15	3	76	150	20	85	17	173	56	64	53	311
Белозеро-Чубовское	A ₄	x8	8	3	53	16	6	55	3	30	20	22	17	574
Богатыревское	O ₂	x9	6	2	60	30	10	60	8	28	16	37	14	165

Примечание. $q_{ж}$, $q_{н}$ – дебит соответственно жидкости и нефти; B – обводненность, $\Delta q_{н}$ – прирост дебита нефти.

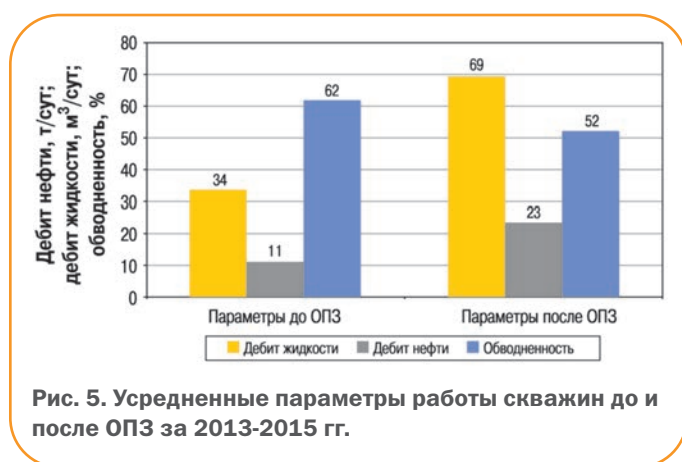


Рис. 5. Усредненные параметры работы скважин до и после ОПЗ за 2013-2015 гг.

ного загрязнения обрабатываемой зоны пласта, не снижая эффективности КО.

Расчет технологической и экономической эффективности применения КУЭ за 2013–2015 гг. подтверждает результаты лабораторных испытаний: дополнительная добыча нефти составила 108,7 тыс. т, чистый дисконтированный доход NPV от применения технологии – 400,4 млн руб.

Заклучение

Новая кислотно-углеводородная эмульсия на основе соляной кислоты и углеводородного растворителя предназначена для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов при обводненности продукции скважин 50–80 %.

В процессе работы изучены физико-химические свойства эмульсии (плотность, вязкость, коррозионная агрессивность, устойчивость, совместимость с пластовой водой и нефтью и др.). Сформулированы критерии подбора скважин-кандидатов для стимуляции карбонатных коллекторов с использованием КУЭ. Проведено успешное тестирование КУЭ в рамках ОПИ на обводненных объектах АО «Самаранефтегаз». Результаты ОПИ показали

высокую технологическую эффективность мероприятий по увеличению производительности скважин и снижению обводненности добываемой продукции.

Результаты, полученные в ходе ОПИ, позволяют рекомендовать данную технологию к тиражированию в высокообводненных скважинах, эксплуатирующих карбонатные коллекторы на объектах как АО «Самаранефтегаз», так и других дочерних организаций.

Критерии применимости КУЭ предполагают ежегодно проводить не менее 200 скважино-операций на объектах АО «Самаранефтегаз», что позволит дополнительно добыть 300 тыс. т нефти при положительной NPV.

Список литературы

- 1 Киркинская В.Н., Смехов Е.М. Карбонатные породы – коллекторы нефти и газа. – М.: Недра, 1981. – 201 с.
- 2 Кудинов В.И., Сучков Б.М. Методы повышения производительности скважин. – Самара: Книжное изд-во, 1996. – 414 с.
- 3 Кислотные обработки: составы, механизмы реакций, дизайн / В.Н. Глушенко, О.А. Пташко, Р.Я. Харисов, А.В. Денисов. – Уфа: Гилем, 2010. – 392 с.

References

- 1 Kirkinskaya V.N., Smekhov E.M., *Karbonatnye porody – kolektory nefi i gaza* (Carbonate rocks – reservoirs of oil and gas), Moscow: Nedra Publ., 1981, 201 p.
- 2 Kudinov V.I., Suchkov B.M., *Metody povysheniya proizvoditel'nosti skvazhin* (Methods to improve well productivity), Samara: Knizhnoe izd-vo Publ., 1996, 414 p.
- 3 Glushchenko V.N., Ptashko O.A., Kharisov R.Ya., Denisov A.V., *Kislotnye obrabotki: sostavy, mekhanizmy reaktsiy, dizayn* (Acid treatment: the compositions, reaction mechanisms, design), Ufa: Gilem Publ., 2010, 392 p.

Тестирование потокоотклоняющих составов для условий месторождений ПАО «ВЧНГ»

Ф.К. Мингалишев (ООО «РН-Уфанипинефть»)
А.Ш. Гайсина, к.ф.-м.н. (Уфимский гос. нефтяной технический университет),
Р.А. Мусин, Д.И. Хохлов, С.В. Поляков (ПАО «ВЧНГ»),
А.В. Фаресов (АО «ОЗНХ»)

Ключевые слова: потокоотклоняющие составы (ПОС), трассерные исследования, выравнивание профиля приемистости (ВПП), фактор остаточного сопротивления, лабораторные исследования, опытно-промышленные испытания (ОПИ)

Key words: flow diverting composition, tracer investigations, the injectivity profile, residual resistance factor, laboratory research, field trial

Адрес для связи: MingalishvFK@ufanipi.ru

Введение

Известно, что в процессе заводнения нефтяного пласта закачиваемая через нагнетательные скважины вода устремляется в прослой с наибольшей проницаемостью (каналы с низким фильтрационным сопротивлением), что приводит к неравномерному охвату пластов воздействием. Опыт разработки показывает, что прорыв закачиваемых вод по отдельным высокопроницаемым пластам приводит к преждевременному обводнению скважин до 80–90 % при суммарном отборе нефти не более 40–50 % начальных извлекаемых запасов [1]. Таким образом, на поздней стадии разработки месторождений возникает ряд проблем, связанных с необходимостью вовлечения в освоение прослоев, характеризующихся сравнительно низкой проницаемостью и высокой остаточной нефтенасыщенностью [2].

Одним из возможных решений данных проблем является применение технологии выравнивания профиля приемистости (ВПП), позволяющей решить сразу несколько основных задач [3]:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт и снижения проницаемости высокопроницаемых каналов;

- получение дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу попутно добываемой воды.

Объектом применения является нагнетательная скважина как очаг заводнения участка продуктивного пласта, ограниченного первым рядом сетки реагирующих добывающих скважин.

В настоящее время ПАО «ВЧНГ» уделяется большое внимание подбору реагентов и технологий, которые способствуют повышению эффективности обработки скважин и снижению себестоимости добычи нефти. В статье рассмотрен опыт проведения мероприятий по ВПП пластов Вч₁ и Вч₂ месторождения, разрабатываемого ПАО «ВЧНГ». Эти объекты характеризуются аномально высокой минерализацией пластовой воды (около 350 г/л); аномально низкими температурами (8–12 °С). С учетом уникальных пластовых условий в рамках реализации проекта ВПП в 2014–2015 гг. подрядной организацией для данных объектов был предложен ряд реагентов, эффективность которых подтверждена на керновых моделях в лаборатории.

Реализация технологии ВПП на месторождении ПАО «ВЧНГ»

Работа включала следующие основные этапы:

- трассерные исследования нагнетательных скважин до ВПП;
- подбор реагентов для ВПП;
- проведение лабораторных экспериментов, включающих оценку фактора остаточного сопротивления и изменения коэффициента вытеснения, выдача рекомендаций для проведения опытно-промышленных испытаний (ОПИ);
- проведение ОПИ на месторождении;
- повторные трассерные исследования нагнетательных скважин после ВПП;
- анализ успешности применения на месторождении.

Результаты трассерных исследований описывают исключительно высокопроводящие интервалы разреза. Первый отклик на трассер получен через 20 ч после закачки. Каналы, работавшие первые 84 сут, по рассчитанным характеристикам проводимости относятся к группе с аномально низким фильтрационным сопротивлением. Наибольший интерес представляют распределения фильтрационных потоков в залежи через системы каналов, работа которых наблюдается более чем через 9–12 мес после ввода трассера в пласт. В данный период, как правило, начинают проявляться фильтрационные каналы, описывающие относительно мощные прослой, не связанные с техногенной трещиноватостью [4]. На рис. 1 представлена карта распределения введенного в нагнетательную скважину трассера по реагирующим добывающим скважинам.

По результатам физико-химических исследований, включавших оценку технологической эффективности эмульсий; реологическое тестирование; определение динамической стабильности, технологических параметров осадкообразования, начального напряжения сдвига и времени гелеобразования, были рекомендованы следующие наиболее эффективные по технологическим свойствам составы:

- смеси обратных (инвертных) эмульсий и раствора хлористого кальция плотностью $1,112 \text{ г/см}^3$,

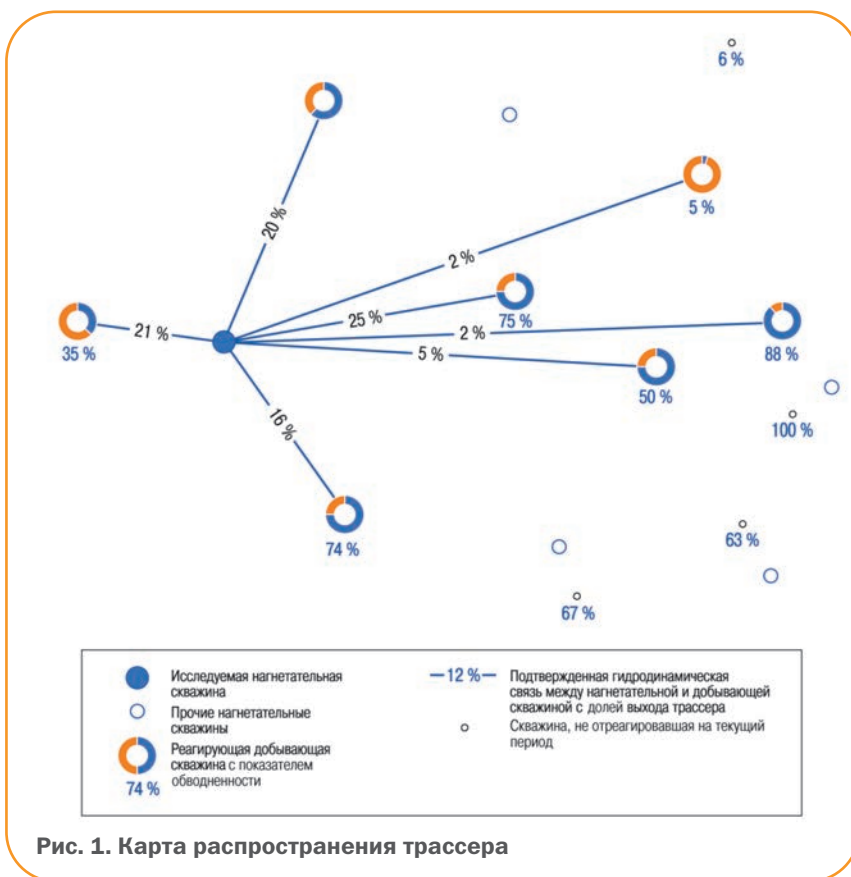


Рис. 1. Карта распространения трассера

приготовленные при перемешивании в течение 30 мин со скоростью 600 мин^{-1} ;

- осадкообразующие составы на базе минерализованной (минерализация $26,32 \text{ г/л}$) и пресной воды и 16%-ного раствора хлористого кальция (плотность $1,112 \text{ г/см}^3$), взятых в равных объемах.

Методика проведения фильтрационных экспериментов заключалась в следующем. В подготовленную модель пористой среды (водонасыщенную или с остаточной нефтенасыщенностью в зависимости от типа эксперимента) закачивался тестируемый агент в объеме 0,15 объема пор. Затем происходила фильтрация воды до стабилизации параметров. На заключительном этапе рассчитывались фактор остаточного сопротивления и прирост коэффициента вытеснения. Исследования проводились согласно ОСТ 39-195-86 [5].

По результатам фильтрационных исследований на водоносных ярусах были получены зависимости фактора остаточного сопротивления для тестируемых составов от начальной проницаемости яруса для воды. Также были определены характеристики вытеснения и факторы остаточного сопротивления при использовании тестируемых потокоотклоняющих составов в условиях остаточ-

Таблица 1

Номер опыта	Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²		Фактор остаточного сопротивления					
			после первого цикла			после второго цикла		
	для газа	для воды до воздействия	Расход, см ³ /мин					
			0,2	0,5	1	0,2	0,5	1
Осадкообразующий состав								
1	441,00	215,64	11,1	9,6	7,9	12,6	9,8	7,2
2	64,30	39,93	6,0	4,1	1,7	8,9	7,0	4,6
3	246,50	109,15	9,6	7,7	4,8	11,3	9,1	6,0
4	1880,00	1062,47	15,6	14,8	14,0	19,4	18,2	17,2
5	818,50	490,96	13,7	11,6	9,8	15,7	14,5	12,8
Обратная эмульсия								
1	280,40	131,27	1,9	1,8	1,5	2,2	2,0	1,9
2	903,70	523,62	2,3	2,2	2,0	2,7	2,6	2,4
3	1970,00	1139,65	2,9	2,8	2,6	3,4	3,1	2,9
4	426,60	256,20	-	-	-	2,5	2,2	1,9
5	64,30	40,16	-	-	-	1,8	1,5	1,2

Таблица 2

Номер опыта	Проницаемость, 10^{-3} мкм ²			$K_{\text{выт}}$ до обработки	Прирост $K_{\text{выт}}$ после цикла обработки		Фактор остаточного сопротивления после цикла обработки	
	для газа	для нефти при начальной нефтенасыщенности	для воды до обработки		первого	второго	первого	второго
1	515,11	243,93	45,38	0,524	5,6	8,1	14,9	20,9
2	515,91	247,31	46,39	0,519	5,3	-	5,5	-

Примечание. $K_{\text{выт}}$ – коэффициент вытеснения.

ной (после заводнения) нефтенасыщенности пласта. Результаты фильтрационных экспериментов на водонасыщенных кернах представлены в табл. 1, для нефтенасыщенных – в табл. 2.

Полученные результаты подтверждают эффективность использования тестируемых составов в качестве отклонителей потока фильтрации. Сравнительно большая эффективность осадкообразующего состава характеризует его как более «жесткий» потокоотклоняющий состав. При этом следует учитывать, что выбор технологии и реагента для проведения ОПИ должен осуществляться с учетом геолого-физической информации, текущего состояния разработки объекта и конкретных решаемых задач.

По результатам проведенного исследования реагенты были рекомендованы к ОПИ на изучаемом объекте.

Выбор скважин-кандидатов

Скважины-кандидаты для проведения ОПИ должны удовлетворять следующим условиям:

- 1) высокая (более 20 %) средняя обводненность ячеек разработки;
- 2) максимальное число реагирующих добывающих скважин;
- 3) приемистость нагнетательных скважин более 200 м³/сут;
- 4) достаточное количество запасов по ячейке разработки.

Согласно указанным критериям для ОПИ были выбраны пять скважин (рис. 2).

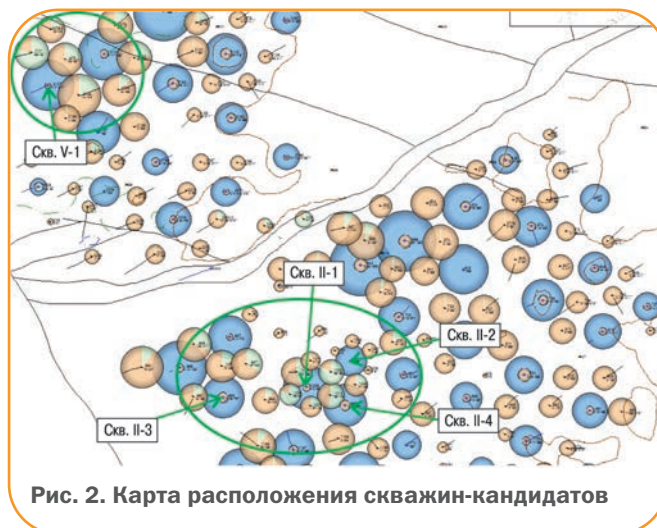


Рис. 2. Карта расположения скважин-кандидатов

По условиям проекта в скв. II-1 должен был закачиваться реагент ЩСПК (щелочной сток производства капролактама), предоставляемый заказчиком. Однако положительного эффекта от закачки ЩСПК не отмечено.

На стадии планирования допускалось, что при проведении ВПП на смежных ячейках разработки не избежать перекрестного влияния нескольких нагнетательных скважин. Поэтому было принято решение разделить эффект на основании результатов трассерных исследований и даты проведения ВПП. Методика разделения эффекта была разработана специалистами подрядной организации и согласована с заказчиком до начала реализации технологии.

Расчет объемов закачки

Расчет объемов закачки реагентов выполнялся по формуле

$$V_{\text{зак}} = V_{\text{пор}} \cdot m \cdot k,$$

где $V_{\text{пор}}$ – поровый объем (взят из модели с отступом 20 м от ствола скважины); m – доля каналов низкого фильтрационного сопротивления; $k = 1,2$ – коэффициент рассеивания (принят экспертно для ОПИ).

Результат расчета объемов закачки реагентов представлен в табл. 3.

Таблица 3

Номер скважины	Реагент	Период проведения закачки	Объем закачки реагента, м³
II-1	ЩСПК	14.08 - 21.08.14 г.	680
II-2	Обратная эмульсия	01.09 - 04.09.14 г.	183
II-3	Обратная эмульсия	11.08 - 14.08.14 г.	430
II-4	Осадкообразующий состав	18.09 - 24.09.14 г.	911
V-1	Осадкообразующий состав	02.10 - 08.10.14 г.	791

Наименьший объем закачки в скв. II-2 связан с малым поровым объемом из-за засоления в районе скважины. Суммарный объем закачки реагентов по пяти скважинам составил 2995 м³.

Закачка реагентов проводилась с августа по октябрь 2014 г. в штатном режиме, весь плановый объем закачан в пласт.

Мониторинг эффекта от ВПП

Мониторинг эффекта от ВПП заключался в контроле обводненности и других параметров работы добывающих и нагнетательных скважин и проводился с сентября 2014 г. по июль 2015 г. Фактический эффект от ВПП продолжался 7 мес: с сентября 2014 г. по март 2015 г. В первые дни после ВПП наблюдались незначительное снижение приемистости нагнетательных скважин и уменьшение обводненности добывающих скважин. По итогам реализации проекта дополнительная добыча нефти по пяти из 10 отреагировавших скважин превысила 1000 т/скв. Меньшее число прореагировавших скважин по сравнению с результатами трассерных исследований, вероятно, связано с низкой (менее 5 %) средней обводненностью удаленных реагирующих скважин.

Полученная по большинству скважин дополнительная добыча обеспечена за счет ВПП. Фактиче-

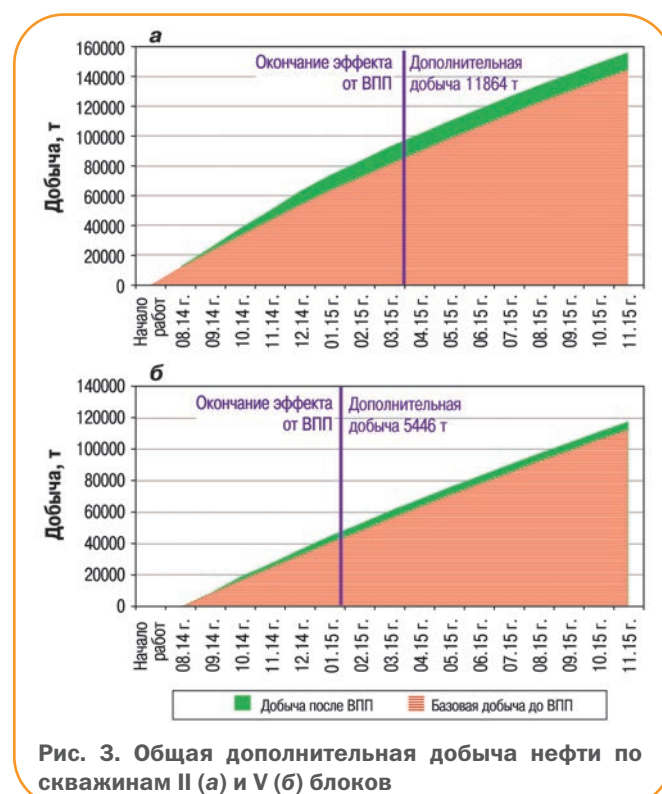


Рис. 3. Общая дополнительная добыча нефти по скважинам II (а) и V (б) блоков

ская дополнительная добыча нефти от реализации проекта составила 17310 т при плановой – 18500 т, т.е. 93,6 % целевой добычи. Это свидетельствует о верно выбранной стратегии реализации проекта ВПП в 2014–2015 гг., высокой эффективности осадкообразующих составов в уникальных условиях пласта Вч. На рис. 3 показана помесечная динамика дополнительной добычи нефти от ВПП по блокам II и V.

Трассерные исследования, проведенные после ВПП, подтверждают изменение фильтрационных потоков (рис. 4). Таким образом, цели ОПИ по выравниванию профиля притока в 2014–2015 гг. были достигнуты, результат можно признать успешным.

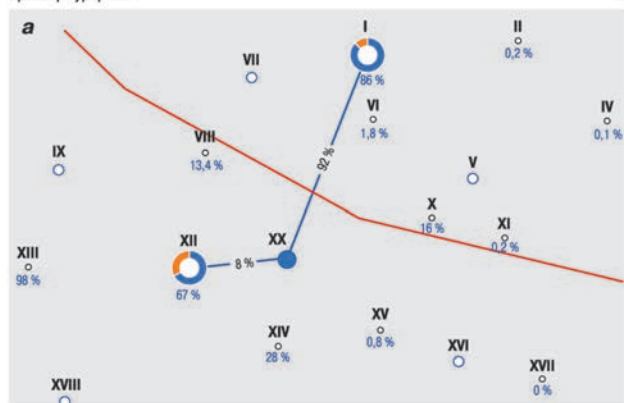
Выводы

1. Эффективность реагентов, предложенных подрядчиком для уникальных условий изучаемого объекта, подтверждается результатами изменения работы окружающих добывающих скважин и дополнительно добытой нефтью.

2. Средняя обводненность некоторых реагирующих скважин снизилась с 38 до 19 %. По остановочным и запускным параметрам среднеарифметическая обводненность по ячейке уменьшилась на 7 %.

3. Применение осадкообразующего состава обеспечило наиболее выраженный эффект по дополнительной добыче, что, вероятно, связано с более «жесткой» структурой реагента.

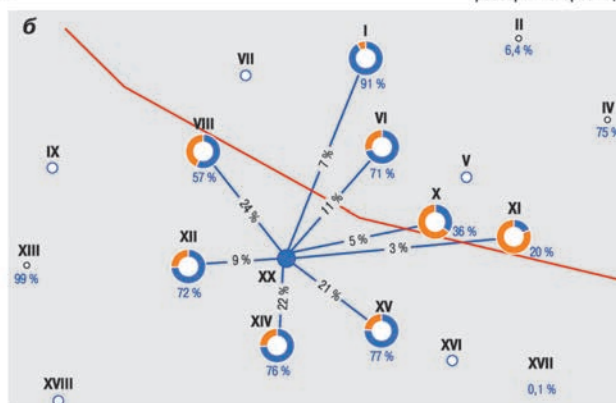
2013 г.
Трассер: урагин А



Карта отборов на декабрь 2014 г.

Скв. XX

2015 г.
Трассер: тиокарбамид



Карта текущих отборов на декабрь 2015 г.

Рис. 4. Сравнение результатов трассерных исследований до (а) и после (б) ВПП

4. Результаты ОПИ подтверждают общие закономерности использования (закачки) аналогичных композиций для стандартных условий большинства месторождений (пластовая температура более 60 °С, минерализация воды менее 100 г/л). Однако специфические особенности исследуемого пласта (аномально высокая минерализация пластовой воды – около 350 г/л и аномально низкие температуры – 8-12 °С) придают особую ценность полученным результатам, делая проект высокоэффективным.

Список литературы

1. Газизов А.Ш., Газизов А.А. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах. – М.: Недра-Бизнесцентр, 1999. – 285 с.
2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 305 с.
3. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений / В.П. Захаров, Т.А. Исмагилов, А.Г. Телин, М.А. Силин. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2010. – 225 с.
4. Ковалев В.С., Житомирский В.М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. – М.: Недра, 1976. – 247 с.

5. ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

References

1. Gazizov A.Sh., Gazizov A.A., *Povyshenie effektivnosti razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy na osnove ogranicheniya dvizheniya vod v plastakh* (Improving the efficiency of oil field development on the basis of limiting of water movement in the formations), Moscow: Nedra-Biznestsentr Publ., 1999, 285 p.
2. Surguchev M.L., *Vtorichnye i tretichnye metody uvelicheniya nefteotdachi plastov* (Secondary and tertiary methods of enhanced oil recovery), Moscow: Nedra Publ., 1985, 305 p.
3. Zakharov V.P., Ismagilov T.A., Telin A.G., Silin M.A., *Regulirovanie fil'tratsionnykh potokov vodoizoliruyushchimi tekhnologiyami pri razrabotke neftyanykh mestorozhdeniy* (Flow filtration regulation by water shutoff technology in the development of oil fields), Moscow: Publ. of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2010, 225 p.
4. Kovalev V.S., Zhitomirskiy V.M., *Prognoz razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy i effektivnost' sistem zavodneniya* (Forecast of oil field development and the effectiveness of water flooding systems), Moscow: Nedra Publ., 1976, 247 p.
5. OST 39-195-86, *Neft'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefti vodoy v laboratornykh usloviyakh* (Oil. The method of determining the coefficient of oil displacement by water in the laboratory).

Комплексный подход к определению характера насыщения низкопроницаемых коллекторов

С.П. Михайлов, Н.О. Новиков
(ООО «РН-УфаниПИНефть»)

Ключевые слова: нефтенасыщенность, низкопроницаемые коллекторы, трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ), риски эксплуатационного бурения, минерализация

Key words: oil saturation, low permeability reservoir, drilling risks, mineralization

Адреса для связи: mikhaylovsp@ufanipi.ru, novikovno@ufanipi.ru

Введение

Перспективы прироста запасов углеводородов (УВ) связаны с вводом в разработку залежей низкопроницаемых высокорасчлененных коллекторов с повышенной глинизацией, приуроченных главным образом к краевым малоизученным зонам месторождений. Разработка таких объектов осложнена низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) матрицы, многокомпонентным составом и значительной неоднородностью пород, недостаточно изученными геологическим строением и характером насыщения.

В статье рассмотрены основные подходы к оценке возможности применения различных методик определения характера насыщения в условиях низкопроницаемых коллекторов, а также предложен альтернативный способ прогнозирования насыщенности, основанный на детальном анализе геологического строения изучаемого района.

Особенности построения адресной петрофизической модели

Краевые участки месторождения по геологическому строению и ФЕС могут существенно отличаться от центральных зон, что требует создания адресной петрофизической модели. Для построения достоверной петрофизической модели залежи необходим комплексный подход, основанный

на анализе данных описания и исследования керна, геофизических исследований скважин (ГИС), сейсморазведки.

Адресная петрофизическая модель позволяет наиболее полно и точно описать петрофизические свойства коллекторов месторождения в зависимости от их таксономического уровня. Число уровней определяется необходимостью разработки и достаточностью фактического материала для построения соответствующих зависимостей. Свойства распределяют по разным уровням иерархии. Пористость часто изменяется в достаточно узком диапазоне, определяется по единой зависимости для подсчетного объекта (пласта) и относится к высокому уровню иерархии. Пределы изменения проницаемости, напротив, могут составлять несколько порядков. Поэтому для ее корректного определения рекомендуется вводить таксоны более низкого уровня иерархии, такие как фация или литотип (это крайний случай, для описания которого чаще всего будет недостаточно фактических данных). С использованием указанных технологических единиц рассчитываются зависимости, удовлетворяющие требованию физического и геологического распределения параметров по разрезу коллектора, с учетом выделяемых в подсчетном объекте фациальных зон с одинаково распределенными свойствами.

Опыт построения модели

Отложения ачимовской толщи изучаемого месторождения представлены сложнопостроенными коллекторами, характеризующимися текстурной неоднородностью, которая определяется литолого-фациальными условиями седиментации: тонкослоистым чередованием глинистых и песчаных прослоев размером от долей сантиметров до 1–3 м (рис. 1). Это значительно влияет на результаты ГИС: изменяет амплитуду регистрируемых параметров (уменьшает, сглаживает), ухудшает литологическую дифференциацию, часто отсутствуют прямые качественные признаки коллекторов.

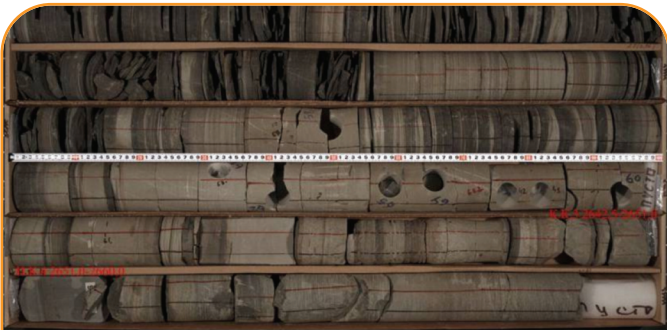


Рис. 1. Тонкослоистое чередование глинистых и песчаных прослоев

На момент подсчета запасов углеводородов изучаемая область была отнесена к чисто нефтяной зоне (ЧНЗ), так как информация о залежи была недостаточна: сейсмосьемку и эксплуатационное бурение не проводили, в почти половине разведочных скважин, пробуренных по редкой сетке, не было притоков жидкости, в остальных получена нефть.

В начале 2016 г. началось активное разбуривание изучаемой области, результаты которого указывали на более сложное строение данного участка месторождения, чем это представлялось на стадии подсчета запасов углеводородов.

Обводненность продукции скважин двух кустов, запланированных к бурению в ЧНЗ, составила около 96 %. Кроме того, есть скважины, расположенные на расстоянии 500 м друг от друга, показатели эксплуатации которых кардинально различаются: некоторые скважины – высокодебитные, в части скважин, вскрывших пласт практически на тех же абсолютных отметках, получена чистая вода (рис. 2). Это связано с блоковым строением залежи.

Необходимо отметить, что изучаемая зона не затронута разработкой и удалена от эксплуатируемых залежей на расстояние более 5 км. Мероприятия по изучению данной зоны и уточнению петрофизической модели залежи (адресный подход) включали следующие этапы:

- 1) уточнение геологического строения;
- 2) анализ показателей эксплуатации добывающих скважин;
- 3) установление закономерностей связи геофизической информации с характером насыщения коллекторов путем отбора «изолированного» керна с последующим определением типа и характера насыщения; анализа минерализации проб пластовых вод из добывающих скважин с большой обводненностью; анализа структурного фактора.

Определение граничных значений электрических сопротивлений. Наиболее надежным способом оценки характера насыщения является испытание изучаемых пластов. По данным первичных испытаний, проводимых в разведочных скважинах, либо были получены притоки безводной нефти, либо приток жидкости отсутствовал («сухо») (см. таблицу).

Таким образом установить критическое значение сопротивления не представляется возможным. Явной зависимости между удельным электрическим сопротивлением (УЭС) и обводненностью не получено: при одинаковом УЭС встречаются скважины с очень разной обводненностью.

Условный номер скважины	Первичные испытания		Повторные испытания		
	Интервал, м	Дебит нефти т/сут	Интервал, м	Дебит, т/сут	
				нефти	жидкости
1Р	2821-2825	«Сухо»	2645-2665	61	89
2Р	2710-2764	7,8	2716-2756	32	66
3Р	2700-2764	2,1	2700-2748	21	57
4Р	2665-2811	«Сухо»	2721-2734	12	72
5Р	2778-2810	«Сухо»			
6Р	2681-2691 2725-2735	«Сухо»			
7Р	2790-2813	2			

Примечание. Обводненность добывающей скважины, пробуренной на расстоянии 100 м севернее скв. 7Р, составила 98 %.

Использование данных капилляриметрических исследований. Полученные при петрофизических исследованиях кривые капиллярного давления были перестроены в кривые относительной фазовой проницаемости с использованием формул Бурдайна. Далее на основе уравнения движения фаз в двухфазном потоке определены критические значения водонасыщенности, соответствующие уровню безводного потока и уровню ВНК [1].

В результате решения обратной задачи установлено, что практически все коллекторы, давшие приток как чистой нефти, так и нефти с водой и воды с пленкой нефти, попадают в одну нефтеводонасы-

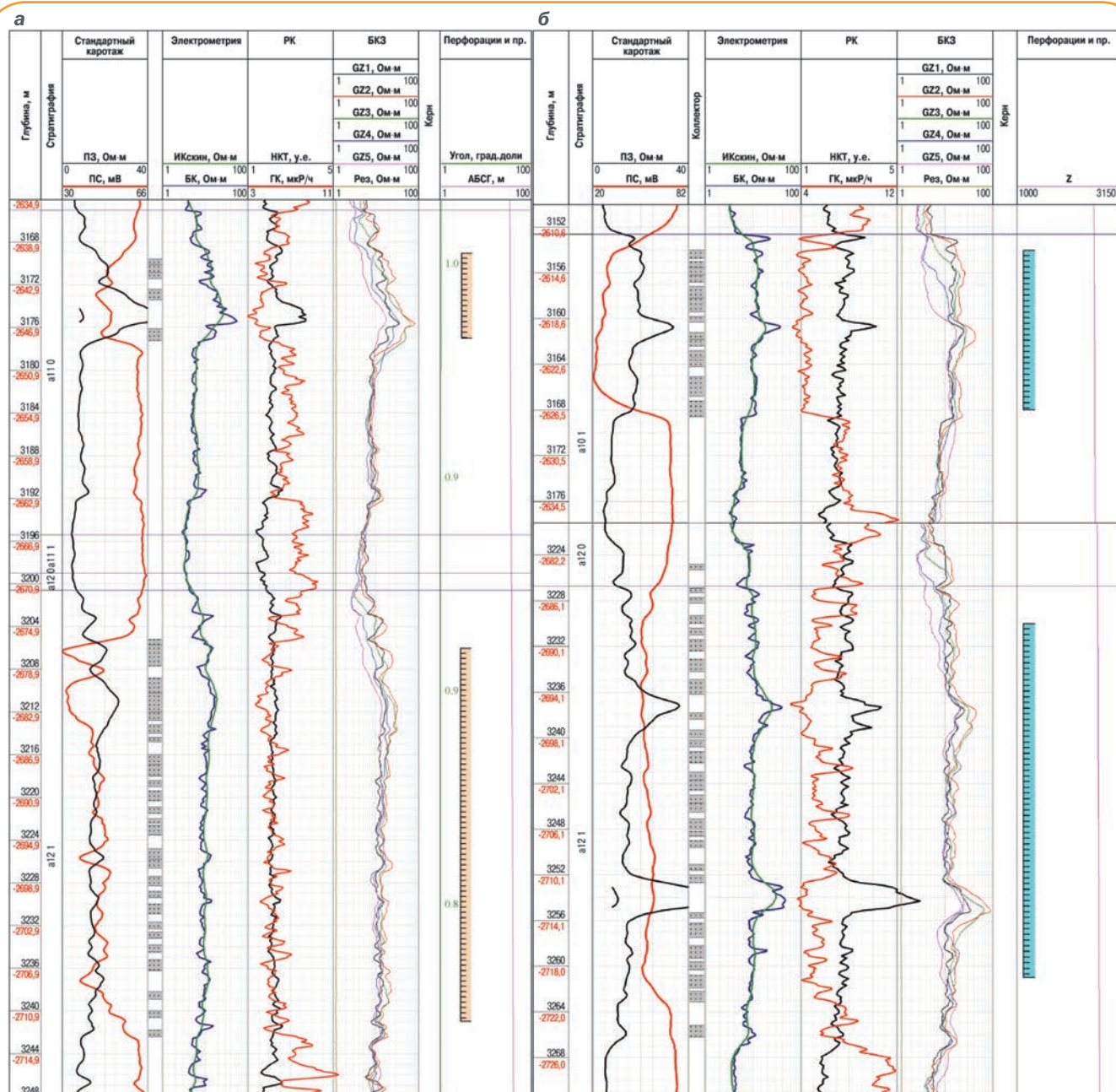


Рис. 2. Результаты ГИС соседних скважин с одинаковым УЭС пласта, равным 10 Ом·м:

а, б – обводненность составляет соответственно 14,1 и 99,2 %

щенную зону. Это подтверждает представление о сложном строении, неоднозначную характеристику объекта исследований и указывает на то, что данная методика не позволяет разделять прослои на нефте-насыщенные и водонасыщенные.

Структурный фактор. Анализ структурного фактора не выявил четких зависимостей распределения насыщения от абсолютной отметки. Коллекторы в скважинах, работающих с низкой обводненностью и необводненных, находятся на одних и тех же абсолютных отметках. Использовать *J*-функцию для определения характера насыщения невозможно.

Минерализация пластовых вод и ее влияние на УЭС. Применение электрометрии в изучаемой области не позволяет разделить коллекторы по характеру насыщения. Это связано с влиянием минерализации пластовых вод. Согласно результатам лабораторных исследований водной вытяжки кернового материала изучаемого пласта (отобран по технологии «изолированного керна») минерализация составляет 7–8 г/л. В то же время проводили ежедневный отбор проб пластовой жидкости из добывающих скважин с высокой обводненностью продукции (70–98 %) с последующим шестикомпонентным анализом, на основе которого были

построены тренды компонентного состава и общей минерализации. В результате определен момент выхода на стабильные и постоянные характеристики, соответствующие пластовым показателям: минерализация составила 7–9 г/л (рис. 3).

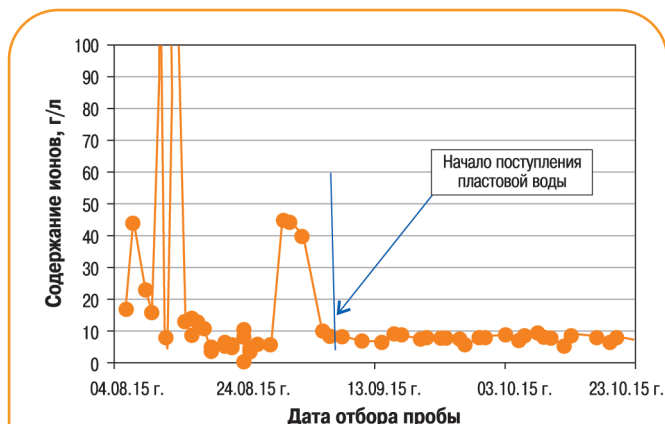


Рис. 3. Динамика минерализации пластовой воды по данным шестикомпонентного анализа

Анализ геологического строения и данных сейсморазведки

Применение структурного фактора (J -функция) и петрофизических методик не позволяет определить истинное насыщение пласта. В ходе поиска альтернативного подхода проанализированы запускные параметры и характер работы скважин, в результате отмечен факт «группирования» скважин в несколько областей (рис. 4).

Фациальный и литологический анализы не выявили разобщения залежи флюидоупорами (глинистыми пачками), которое могло бы объяснить разный характер насыщения коллекторов, залегающих на одинаковых абсолютных отметках. Объект представляет собой единую массивную залежь толщиной 40–50 м, сформированную под действием многочисленных конусов выноса, перемежавших друг друга (средняя часть фронта дельты). Экранирующих выдержанных глинистых флюидоупоров на корреляционных разрезах не прослеживается.

В результате анализа сейсмических материалов (карты когерентности, временные разрезы) были выделены флексурные перегибы (пликативные нарушения) (рис. 5). Предположительно, по осевым частям складчатых образований (развитие микро-трещин) могли поступать насыщенные карбонатами растворы, либо в зонах повышенных напряжений песчано-глинистый материал уплотнялся и образовывались непро-

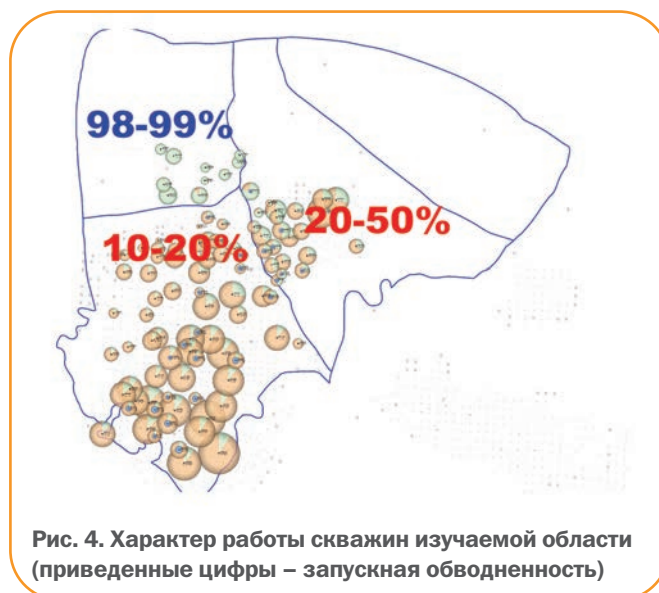


Рис. 4. Характер работы скважин изучаемой области (приведенные цифры – запускная обводненность)

ницаемые экраны. Области развития флексурных перегибов были протрассированы на сейсмослайсах (по времени) и послужили основой модели блоков. Это хорошо согласуется с показателями эксплуатации скважин.

Для каждого выделенного блока была предложена индивидуальная J -функция. Такой подход позволил построить прогнозную карту начальной обводненности с использованием нефтенасыщенности, определенной по J -функции, и скорректировать проекты бурения в более перспективные зоны с наименьшими рисками.

В настоящее время на изучаемом участке пробурено более 50 успешных добывающих скважин, подтверждающих данную геологическую модель.

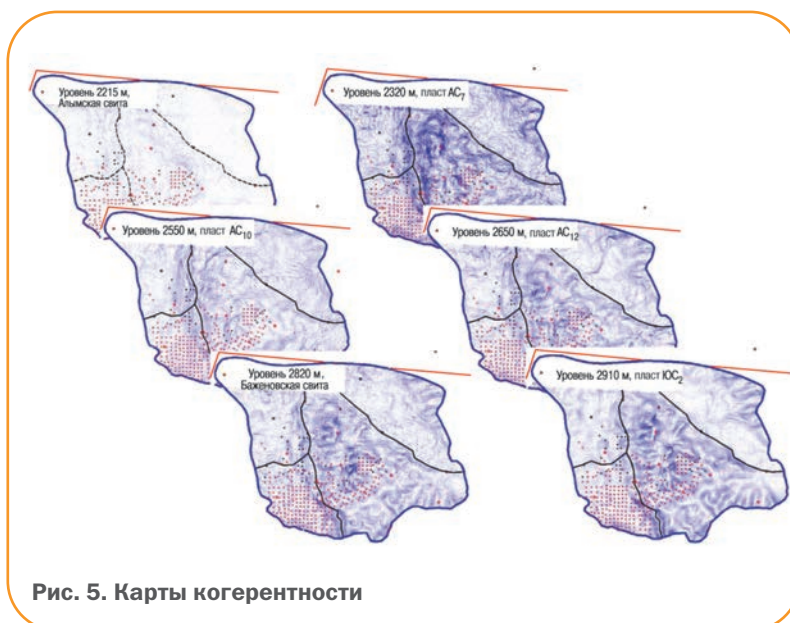


Рис. 5. Карты когерентности

Закключение

Для бурения скважин с выходом в краевые зоны, характеризующиеся ухудшенными коллекторскими свойствами, низкой минерализацией пластовой воды, сложным геологическим строением, необходимо создание адресной петрофизической модели, основанной на комплексном изучении данного участка месторождения (анализ данных керна, ГИС, сейсморазведки, геологического строения и показателей работы скважин).

Применение комплексного подхода позволяет снизить неопределенность в распространении ФЕС и определении характера насыщения при планировании бурения и установления очередности ввода кустов скважин (рейтинг бурения).

Для проектирования разработки месторождений с аналогичными проблемами рекомендуется последовательное выполнение следующих мероприятий:

1) изучение геологического строения и анализ данных сейсморазведки (фациальный и литологический анализ, выявление дизъюнктивных или пликтивных нарушений);

2) анализ показателей эксплуатации скважин, по возможности ранжированных по характеру условий работы (обводненность, средний дебит и темп падения дебита);

3) выделение в пределах изучаемой области крупных блоков с набором индивидуальных свойств;

4) анализ петрофизических особенностей изучаемой области;

5) в условиях низкой минерализации (менее 10 г/л) пластовой воды остро встает проблема определения характера насыщения коллекторов; в связи с тем, что методы электрометрии теряют свою информативность, рекомендуется проведение испытаний пластов путем бурения индикаторной (оценочной) скважины в каждом выделенном блоке с обязательным проведением расширенного комплекса ГИС, включая ядерно-магнитный каротаж, и испытания целевых пластов;

6) подбор индивидуальной J -функции для каждого блока с целью прогноза характера насыщения.

Список литературы

1. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом/Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – М.-Тверь: МПР РФ, ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003. – 261 с.
2. Славкин В.С., Шик Н.С., Сапрыкина А.Ю. К вопросу дизъюнктивно-блокового строения природных резервуаров Западно-Сибирского НГБ // Геология нефти и газа. – 2001. – № 4. – С.40–46.
3. Структурные и историко-генетические построения при поисках нефти и газа / Б.А. Соколов, О.К. Баженова, В.А. Егоров [и др.]. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 95 с.

References

1. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom. Otsenka kharaktera nasyshchennosti po dannym GIS (Guidelines for the calculation of reserves of oil and gas by volumetric method. Assessment of the nature of saturation according to well logging): edited by Petersil'e V.I., Poroskun V.I., Yatsenko G.G., Moscow – Tver: Publ. of VNIGNI, 2003, 261 p.
2. Slavkin V.S., Shik N.S., Saprykina A.Yu., *Geologiya nefi i gaza*, 2001, no. 4, pp. 40–46.
3. Sokolov B.A., Bazhenova O.K., Egorov V.A. et al., *Strukturnye i istoriko-geneticheskie postroeniya pri poiskakh nefi i gaza* (Structural and historical and genetic build in prospecting for oil and gas), Moscow: Publ. of MSU, 1998.

Продукты оксосинтеза в производстве сложноэфирных смазочных масел

Д.В. Марочкин, к.х.н., Ю.Г. Носков, к.х.н., Т.Е. Крон, к.х.н.,
О.Г. Карчевская, Г.А. Корнеева, д.х.н. (ООО «РН-ЦИР»)

Ключевые слова: оксосинтез, гидроформилирование, альдегиды, неополиолы, жирные кислоты, сложные эфиры, синтетические смазочные масла

Key words: oxo-process, hydroformylation, aldehydes, neopolyols, fatty acids, esters, synthetic lubricant

Адрес для связи: MarochkinDV@rn-rdc.ru

Введение

В производстве кислородсодержащих соединений (оксопродуктов), таких как спирты, карбоновые кислоты и сложные эфиры, ведущее место занимают технологии оксосинтеза. Оксосинтез включает ключевую стадию гидроформилирования олефинов синтез-газом в альдегиды, которые затем известными методами (гидрирование, конденсация, окисление и др.) перерабатываются в конечную товарную продукцию. При этом экономическая эффективность всей цепочки превращений, как правило, определяется стадией гидроформилирования.

Мировые мощности по производству оксопродуктов в 2002 г. оценивались на уровне 9,2 млн т/год, причем более 82 % приходилось на долю продуктов гидроформилирования пропилена [1]. В 2007 г. мощность достигла 10,6 млн т/год, и в настоящее время рост составляет 3,5–3,8 % в год. Развитие таких процессов нефтехимии и нефтепереработки, как пиролиз и каталитический крекинг, полностью обеспечивает оксосинтез основным углеводородным сырьем: этиленом, пропиленом и бутенами (бутан-бутиленовая фракция (ББФ)).

Современный уровень развития технологий оксосинтеза

Продуктами гидроформилирования олефинов являются алифатические альдегиды линейного (н) и разветвленного (изо) строения. Распределение н/изо альдегидов и селективность по ним зависят главным

образом от природы катализатора. По сравнению с методами окисления и окислительного дегидрирования оксосинтез имеет следующие преимущества: доступность исходного сырья; высокий выход альдегидов, которые, обладая большим синтетическим потенциалом, могут быть переработаны в широкий ассортимент продукции.

В существующих технологиях оксосинтеза используются гомогенные металлокомплексные катализаторы на базе кобальта или родия в сочетании с фосфорсодержащими лигандами или без них. Классический кобальтовый процесс гидроформилирования пропилена протекает при температуре 120–180 °С и экстремально высоком давлении (20–30 МПа). Для отделения катализатора и его рецикла применяют сложную в эксплуатации схему с несколькими химическими стадиями. Доля наиболее востребованного альдегида линейного строения – н-бутираля – составляет не более 70–75 %. Жесткие реакционные условия приводят к образованию побочных продуктов и повышению эксплуатационных затрат.

В 1971 г. были начаты совместные исследования компаний Union Carbide Corporation (UCC, в настоящее время Dow), Johnson Matthey и Davy Powergas (в настоящее время JM Davy), задачами которых являлись создание и внедрение процесса гидроформилирования, основанного на родиевом катализаторе с фосфорорганическими лигандами [2]. Поскольку такие процессы протекают под давлением около

2 МПа, что на порядок меньше, чем для кобальтового процесса, они получили название LP Oxo (Low Pressure Oxo (LPO) – оксосинтез низкого давления). Коммерческая значимость LPO-технологии определяется н-бутиралем, на котором основано более 70 % мирового производства оксопродуктов. Поэтому LPO-процессы изначально ориентированы на максимальную региоселективность по линейным альдегидам. Технологические преимущества родиевой каталитической системы (доля альдегидов линейного строения 90 % и более, давление 2 МПа, температура 85–95 °С, простое отделение катализатора, минимум побочных продуктов) позволили, компании JM Davy при участии компании UCC к концу 1982 г. спроектировать 10 установок LP Oxo, которые были построены по всему миру.

Первоначально в качестве катализатора использовались комплексы родия с трифенилфосфином (ТФФ). При реализации процессов UCC/Davy технология непрерывно улучшалась, упрощалась процедура отделения продуктов от катализатора. В процессах I и II поколений продукты отделяли отгонкой с потоком газа, рециркулирующим через реактор. Это осложняло эксплуатацию установок и вызывало необходимость регулировать температуру, давление и газовый поток таким образом, чтобы объем реакционной массы и скорость отгонки альдегидов сохранялись постоянными. В процессе III поколения недостаток устранен применением рецикла жидкой фазы с испарением альдегидов в отдельном аппарате. Такая схема в настоящее время используется в большинстве современных LPO-установок. Предлагалась также комбинированная технология с одновременным рециклом жидкости и газа [3]. Дальнейшее развитие процессов с катализатором на основе ТФФ осуществлялось по пути двухреакторных схем, что позволило увеличить конверсию сырья до 98–99 % [4].

С середины 90-х годов XX века появился процесс IV поколения, где ТФФ заменен на дифосфитный лиганд. Катализатор обладает высокой селективностью по линейным продуктам при гидроформилировании не только терминальных (с концевой двойной связью), но и внутренних олефинов (механизм действия включает позиционную изомеризацию C=C-связи). Высокая активность родий-дифосфитных систем позволила упростить технологию и организовать проведение процесса без применения рецикла сырья [4]. Дифосфитная лигандная композиция известна под торговой маркой NORMAX. В дальнейшем процесс на основе ТФФ получил коммерческое наименование SELECTOR-10, а

дифосфита – SELECTOR-30 (цифры обозначают соотношение изомеров н/изо в продукте) [5]. Обе технологии применяются параллельно, на них получено 85 % лицензий в области оксосинтеза на основе пропилена, построено более 30 заводов в 15 странах. Технология с родий-дифосфитным катализатором была также адаптирована для гидроформилирования смеси бутена-1 и бутенов-2 в н-пентаналь.

Компаниями Ruhrchemie и Rhone-Poulenc применен водорастворимый родиевый катализатор на основе сульфированного ТФФ. Реакция протекает в водной фазе при температуре 120 °С и давлении 5 МПа с конверсией пропилена 95 % и такой же региоселективностью по н-бутиралу [4]. Использование воды в качестве растворителя обеспечило большую экологичность процесса. К началу 2000-х годов промышленная установка достигла мощности 500 тыс. т/год.

Особенностью всех технологий родиевого оксосинтеза являются жесткие требования к очистке сырья. К каталитическим ядам относятся кислород, хлор- и серосодержащие соединения, а также карбонилы металлов, вода, аммиак [6]. Селективность по альдегидам превышает 97 %, единственным ощутимым побочным продуктом является пропан (менее 2–3 %), который легко отделяется. Доля тяжелых продуктов не превышает 0,5 %, при дифосфитном процессе – менее 0,1 %.

В настоящее время для гидроформилирования низших олефинов (этилен, пропилен, бутены) в мире повсеместно применяются родиевые технологии. Исключение составляет Россия, где все три действующих предприятия («Салаватнефтеоргсинтез», «Сибур-Химпром» и «Ангарская нефтехимическая компания») используют кобальтовую технологию гидроформилирования пропилена, ориентированную в основном на получение бутиловых спиртов. В жестких условиях кобальтового катализа образуется 15–25 % не востребуемых тяжелых продуктов, а легкая альдегидная фракция уже содержит значительное количество бутанолов, возникающих в результате побочной реакции гидрирования. Поэтому схемы производства на российских предприятиях лучше подходят для получения спиртов, чем соответствующих альдегидов, тогда как последние более предпочтительны для переработки в широкий ассортимент высокотехнологичных продуктов (рис. 1), потребность в большинстве из которых на сегодняшний день удовлетворяется за счет импорта.

Одним из важных направлений использования продуктов оксосинтеза является производство синтетических сложнэфирных смазочных материалов (масел пятой группы).

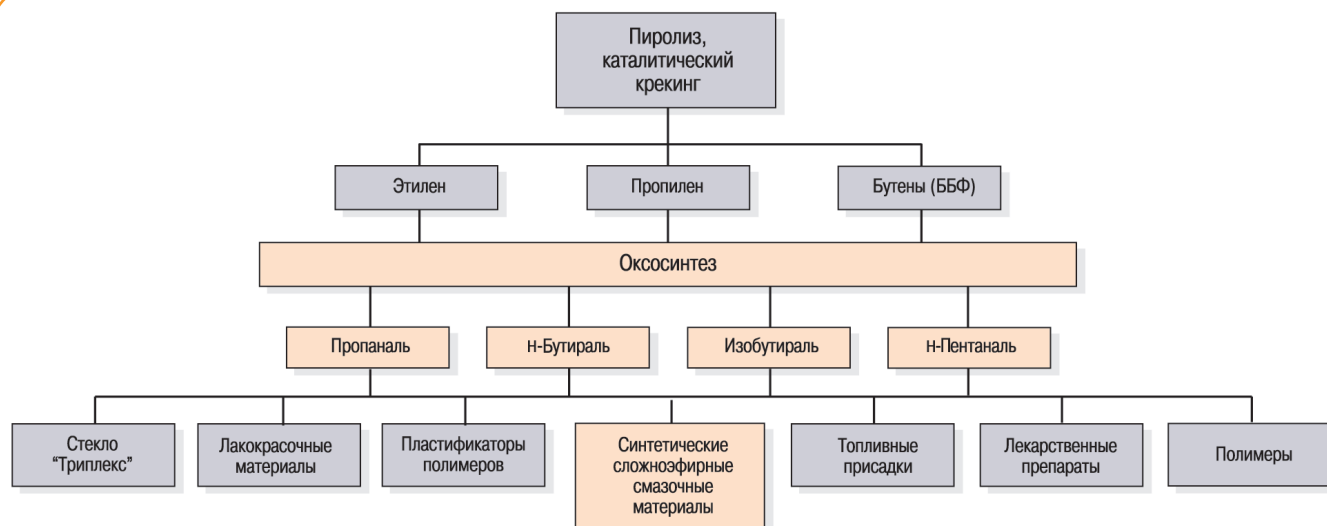


Рис. 1. Получение товарных продуктов и материалов с использованием технологий оксосинтеза

Компоненты для синтеза сложноэфирных смазочных материалов

Сложные эфиры, применяемые в качестве базовых основ синтетических смазочных масел пятой группы, состоят из спиртовых и кислотных компонентов. Наиболее важными спиртовыми компонентами являются многоатомные спирты неостроеия – неополиолы. Кроме смазочных масел, они используются для производства пластификаторов полимеров, полиуретанов, лакокрасочных покрытий и другой продукции. Благодаря наличию четвертичного атома углерода неополиолы и их производные обладают высокой термостабильностью, что незаменимо для масел и смазок, особенно в изделиях оборонного назначения.

Неополиолы получают из алифатических альдегидов – продуктов гидроформилирования – конденсацией с формальдегидом с последующим восстановлением. Формальдегид под действием основания (гидроксиды щелочных и щелочноземельных металлов, анионообменные смолы, амины) присоединяется к α -углеродным атомам алифатического альдегида по типу альдольной конденсации с образованием промежуточного ди- или монометил-замещенного производного (в зависимости от числа атомов водорода в α -положении). Дальнейшее превращение в неополиол может быть осуществлено двумя способами: каталитическим гидрированием карбонильной группы или ее восстановлением формальдегидом в присутствии гидроксида щелочного металла, дающего затем соответствующий формиат.

Наиболее широкое распространение в мировой практике получил второй способ, так называемая

«формиатная схема». В этом случае обе стадии процесса (конденсация и восстановление) протекают в одном аппарате в мягких условиях. Сопреженный продукт реакции – формиат натрия – применяется в кожевенной промышленности, в качестве противогололедного реагента, противоморозной пластифицирующей добавки к бетону (объем импорта в России в 2014 г. составил 17,7 тыс. т при цене 350–700 долл. США за 1 т). Неополиолы после выделения из реакционной смеси очищают путем перекристаллизации или вакуумной ректификации. Выход составляет 80–85 % в расчете на исходный алифатический альдегид.

Из альдегидов оксосинтеза по формиатной технологии получают одни из наиболее распространенных неополиолов – неопентилгликоль (2,2-диметил-1,3-пропандиол, НПГ), метриол (2-гидроксиметил-2-метил-1,3-пропандиол, ТМЭ), этриол (2-этил-2-гидроксиметил-1,3-пропандиол, ТМП). Самое широкое применение находит этриол (известно более 40 областей его использования). Производство этриола базируется на н-бутирале. Сырьем для синтеза неопентилгликоля служит региоизомерный изобутираль, метриол получают из пропанала – продукта гидроформилирования этилена. Ценным побочным продуктом производства этриола является ди-триметилпропан (ди-ТМП), который представляет собой простой эфир – димер этриола. Применение ди-ТМП позволяет получать сложноэфирные смазочные масла более высокой вязкости и с меньшей испаряемостью по сравнению с эфирами этриола [7].

В настоящее время неопентилгликоль, метриол, этриол и ди-ТМП в нашей стране не производятся [8, 9].

превосходят нефтяные масла по таким важнейшим показателям, как вязкостно-температурные и низкотемпературные свойства, испаряемость, смазочные характеристики, термическая стабильность [10]. Эфиры неополиолов применяются в качестве базовых масел и гидравлических жидкостей в турбореактивных и газотурбинных двигателях и агрегатах, аэрокосмической промышленности, в составе универсальных и всесезонных моторных масел для наземной гражданской и военной техники [10]. В области реактивной авиации они незаменимы, так как обладают малыми воспламеняемостью и летучестью в сочетании с низкой температурой застывания [11]. Благодаря хорошей термической стабильности сложные эфиры неополиолов являются одним из основных классов химических соединений, применяемых в составе смазочных масел для теплонапряженных деталей машин [9, 12].

В автомобильной промышленности сложноэфирные масла на основе этриола используются в качестве добавок к минеральным маслам и полиальфаолефинам как повышающие индекс вязкости и улучшающие низкотемпературные свойства моторных масел для бензиновых и дизельных двигателей. Они применяются также для производства трансмиссионных и осевых смазочных масел для легковых и грузовых автомобилей, масел для 2- и 4-тактных двигателей, высокотемпературных промышленных смазок, огнестойких гидравлических жидкостей и др. В смежных областях сложные эфиры этриола используются в качестве пластификаторов каучуков, резин и других типов полимерных материалов.

Интенсивно развивается область применения эфиров неополиолов с кислотами C_5-C_{10} в качестве масел для промышленных и бытовых компрессоров холодильных машин. Как рефрижераторные масла они обладают высокой раствори-

мостью в хладагентах, очень хорошей термической и химической стабильностью в их присутствии, постоянной теплопроводностью, высокой низкотемпературной текучестью, длительным сроком службы и совместимостью с материалами уплотнений. В отличие от применявшихся ранее минеральных масел, алкилбензолов или полиальфаолефинов эфиры неополиолов хорошо совместимы с современными не содержащими хлора хладагентами на основе фторированных углеводородов. При этом сложные эфиры неопентилгликоля, например, 2-этилгексаноат, более предпочтительны по сравнению с аналогичными производными пентаэритрита [13]. Подобного рода масло может быть полностью синтезировано на основе продуктов гидроформилирования пропилена без использования стороннего сырья.

Важными особенностями сложных эфиров неополиолов являются их работоспособность при низких температурах, в том числе в условиях Арктики, а также биоразлагаемость, что отвечает требованиям «зеленой химии» [14].

В таблице обобщены физико-химические свойства некоторых сложных эфиров неополиолов и карбоновых кислот, полученных из альдегидов C_3-C_5 – продуктов гидроформилирования олефинов C_2-C_4 [9, 10, 15, 16]. Хорошие температурные показатели (застывания и вспышки) в сочетании с широким диапазоном варьирования вязкостных характеристик делают этот класс соединений универсальным при использовании в качестве основы смазочных масел различного назначения и добавок к ним. Растущая потребность отечественной промышленности в таких материалах и необходимость преодоления зависимости от иностранных поставщиков в ближайшем будущем должны стать стимулом для развития оксосинтеза в России.

Исходные компоненты для синтеза сложных эфиров		Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре °С		Температура, °С	
Неополиол	Индивидуальные кислоты или их смеси	100	40	застывания	вспышки
Неопентилгликоль	2-Этилгексановая 2-Пропилгептановая	2,1–3,2	7,5–15,0	От -70 до -55	>190
Этриол, Метриол	Изобутановая н-Бутановая н-Пентановая 2-Этилгексановая 2-Пропилгептановая	2,2–5,4	8,0–34,4	От -60 до -48	190–280
Ди-ТМП	н-Бутановая н-Пентановая	5,0–5,7	28,0–32,0	От -60 до -50	–
Неопентилгликоль, Метриол, Этриол	Синтетические жирные кислоты C_9-C_{12} *	2,5–4,7	8,4–21,2	От -60 до -33	210–260
Пентаэритрит*	Изобутановая** н-Бутановая н-Пентановая 2-Метилпентановая 2-Этилгексановая** 2-Пропилгептановая	3,3–7,8	15,3–57,2	От -60 до -37	230–280

*Компоненты стороннего производства, не являющиеся продуктами оксосинтеза из олефинов C_2-C_4 .

**Здесь только в составе смесевых композиций с другими кислотами.

Унифицированная технология гидроформилирования олефинов C_3-C_4

В настоящее время в лаборатории карбонилирования ООО «РН-ЦИР» разрабатывается унифицированная технология гидроформилирования пропилена в альдегиды C_4 с регулируемым распределением изомеров (н/изо ~1 или 12–14) и смеси бутенов бутан-бутиленовой фракции (ББФ) в альдегиды C_5 , преимущественно в н-пентаналь. В последнем случае используется ББФ, отработанная в синтезе метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ) и содержащая минимальное количество наиболее ценного изо-бутилена. Все процессы реализуются на одной установке, переход к той или иной продукции осуществляется заменой сырья, катализатора и незначительной корректировкой режима работы оборудования. При промышленной реализации такой подход дает возможность диверсифицировать номенклатуру выпускаемых веществ, гибко подстраиваясь под конъюнктуру рынка.

Технология, получившая условное название R-Охо (Rhodium, или Russian Oxo), успешно апробирована на лабораторном стенде. В длительном непрерывном режиме (иногда более 4000 ч) отработаны основные стадии технологического цикла: проведение химической реакции; сепарация непрореагировавших газов и газообразных побочных продуктов; отделение продуктовых альдегидов от катализаторного раствора и его рецикл обратно в реактор; подпитка катализатора свежими компонентами; отвод из катализаторного раствора тяжелых продуктов уплотнения альдегидов. Установлены режимные параметры и показатели

процесса, нормы расхода сырья, компонентов катализатора и нормы образования побочных продуктов. По результатам лабораторных испытаний подготовлены исходные данные на проектирование пилотной установки для последующего масштабирования до промышленного процесса.

Созданию технологии R-Охо предшествовали изучение кинетики гидроформилирования на родий-фосфитных катализаторах [16], исследование строения и свойств интермедиатов каталитического цикла, закономерностей образования побочных продуктов. На основании полученных данных был детально определен механизм реакции, что позволило разработать оригинальные каталитические системы и технологические приемы, радикально снизившие расход дорогостоящих компонентов катализатора и повысившие эффективность процесса по сравнению с известными аналогами [17–23].

Промышленное внедрение технологии R-Охо позволит довести крупнотоннажное производство бутиловых спиртов и 2-этилгексанола в России до современного уровня, сократить расход пропилена минимум на 20–25 %, снизить реакционное давление стадии гидроформилирования более чем на порядок и практически в 2 раза температуру, уменьшив таким образом эксплуатационные затраты. Кроме того, высококачественные альдегиды R-Охо, не требующие дополнительной очистки от побочных продуктов, могут стать сырьевой базой для создания отсутствующего в стране производства неополиолов и кислот, необходимых для получения синтетических смазывающих материалов и другой продукции нефтехимии.

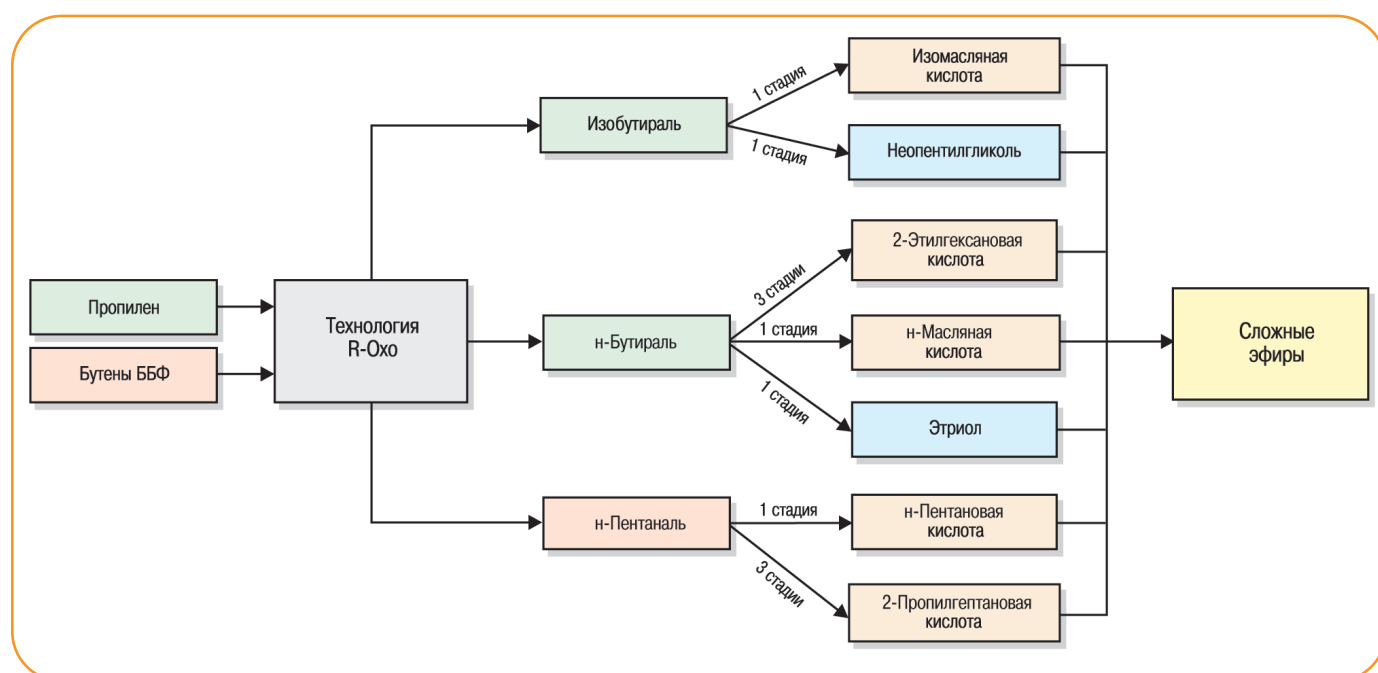


Рис. 2. Схема получения компонентов сложных эфиров на основе продуктов технологии оксосинтеза R-Охо

Без привлечения дополнительного сырья, за исключением формальдегида, технология R-Охо способна обеспечить исходными веществами производство этириола, неопентилгликоля, n-масляной, изомасляной, n-пентановой (валериановой), 2-этилгексановой, 2-пропилгептановой кислот и др. (рис. 2). Все эти продукты были синтезированы в лабораторном масштабе из альдегидов C_4 , C_5 , полученных при отработке процесса R-Охо на стенде непрерывного действия. На основе полученных неополиолов и кислот было наработаны представительные образцы сложных эфиров, которые по результатам испытаний обладают всеми необходимыми свойствами для применения в качестве базовых основ смазочных масел и пластификаторов резиновых смесей (см. таблицу).

Таким образом, техническая возможность промышленной реализации процесса R-Охо и организации на базе продуктов оксосинтеза отечественного производства синтетических сложноэфирных смазочных масел и другой нефтехимической продукции не вызывают сомнений. Важное значение приобретает строительство пилотной установки R-Охо, необходимой для закрепления полученных в лаборатории результатов, демонстрации практических преимуществ заинтересованным сторонам, наработки опытных партий продукции и доведения соответствующих технологий до промышленного внедрения.

Выводы

1. Компоненты для производства высококачественных синтетических сложноэфирных смазочных масел – неополиолы и жирные кислоты – наиболее рационально могут быть получены на основе альдегидов оксосинтеза, образующихся в результате гидроформилирования олефинов C_2 – C_4 . Освоение современных процессов оксосинтеза в России позволит организовать собственное производство ряда неополиолов и жирных кислот, сократить издержки, связанные с импортом высокотехнологичных материалов.

2. Эксплуатационные свойства сложных эфиров на базе неополиолов и жирных кислот позволяют считать их универсальной основой для наиболее качественных и востребованных смазочных материалов.

3. Разработанная в ООО «РН-ЦИР» технология гидроформилирования пропилена и бутенов в альдегиды C_4 и C_5 находится на уровне зарубежных аналогов и способна обеспечить сырьем отечественное производство сложноэфирных смазывающих материалов и другой востребованной нефтехимической продукции.

Список литературы

1. Bohnen H.-W., Cornils B. Hydroformylation of alkenes: an industrial view of the status and importance // Adv. In Catal. – 2002. – V. 47. – P. 1–64.
2. Tudor R., Ashley M. Enhancement of Industrial Hydroformylation Processes by the Adoption of Rhodium-Based Catalyst: Part I // Platinum Metals Rev. – 2007. – V. 51. – № 3. – P. 116–126.
3. Pat. DE4419898 A1. Process for the preparation of an aldehyde / T. Mori, Akio Ueda, K. Fujita; assignee Mitsubishi Chem. Ind. – Appl. No. DE19944419898; filed 07.06.94; publ. 15.12.94.
4. Encyclopedia of catalysis / Eds. Horvath I.T. – New Jersey: Wiley, 2003. – V. 3. – P. 734.
5. Tudor R., Ashley M. Enhancement of Industrial Hydroformylation Processes by the Adoption of Rhodium-Based Catalyst: Part II // Platinum Metals Rev. – 2007. – V. 51. – № 4. – P. 164–171.
6. Технология оксосинтеза и родственных процессов с участием окиси углерода / В.А. Рыбаков, А.Л. Елькин, Г.Н. Тюкавин [и др.]. – Пермь: ЗАО Сибур-Химпром, 2004. – 229 с.
7. Alcohols, Polyhydric. Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry / 7th Ed. / P. Werle, M. Morawietz, S. Lundmark [et al.] // Weinheim: Wiley. – 2012. – V. 2. – P. 263–284.
8. Байбурский В., Яковлев Б. Инновационные направления в нефтехимии // The Chemical Journal. – 2008. – № 5. – С. 34–39.
9. Тонконогов Б.П., Попова К.А., Хурумова А.Ф. Перспективы применения сложных эфиров отечественного производства в качестве основ масел для авиационной техники // Тр. ин-та/ПГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. – 2015. – Т. 1. – № 278. – С. 109–120.
10. Мамарасулова З.В. Разработка технологических основ процесса термической этерификации неопентилполиолов и оптимизация структуры сложных эфиров как базовых авиационных масел: дис. ... канд. техн. наук. – Санкт-Петербург, 2012.
11. Моторные масла / Р. Балтенас, А.С. Сафонов, А.И. Ушаков, В. Шергалис. – М.-СПб.: Альфа-Лаб, 2000. – 272 с.
12. Маггеррамов А.М., Ахмедова Р.А., Ахмедова Н.Ф. Нефтехимия и нефтепереработка. – Баку: Бакинский университет, 2009. – 660 с.
13. Pat. 6551523 B1 US. Blended polyol ester lubricants for refrigerant heat transfer fluids / N.E. Schnur; assignee Cognis Corporation. – Appl. No. US 09/677,723; filed 13.04.01; publ. 22.04.03.
14. Топливо, смазочные материалы, технические жидкости / А.М. Маггеррамов, И.Г. Анисимов, К.М. Бадыштова, С.А. Бнагов // Справочник. – М.: Техинформ, 1999. – 536 с.
15. Rudnick L.R. Synthetics, Mineral Oils, and Bio-Based Lubricants. – New York: Taylor & Francis Group, 2006. – 889 p.
16. Кинетика и механизм реакции гидроформилирования пропена, катализируемой комплексами родия с дифосфитным лигандом / С.Н. Руш, Ю.Г. Носков, Т.Е. Крон, Г.А. Корнеева // Кинетика и катализ. – 2009. – Т. 50. – № 4. – С. 578–587.

17. Пат. 2354642, РФ. Способ получения альдегидов C_3-C_{21} / Ю.Г. Носков, С.Н. Руш, Т.Е. Крон, А.В. Кулик, Г.А. Корнеева. – № 2007123740/04; заявл. 26.06.07; опубл. 10.05.09.
18. Пат. 2536048, РФ. Способ региоселективного получения *n*-пентанала / Ю.А. Королев, О.Г. Карчевская, Т.Е. Крон, Ю.Г. Носков, Г.А. Корнеева; № 2013113740/04; заявл. 28.03.13; опубл. 20.12.14.
19. Пат. 2527455, РФ. Способ получения альдегидов / Ю.А. Королев, С.Н. Руш, Т.Е. Крон, Ю.Г. Носков, Г.А. Корнеева; № 2013113745/04; заявл. 28.03.13; опубл. 27.08.14.
20. Пат. 2561171, РФ. Способ непрерывного двухступенчатого гидроформилирования олефинов C_3, C_4 и технологическая установка для его осуществления / Ю.Г. Носков, С.Н. Руш, А.М. Костин, Г.А. Корнеева. – № 2014137038/04; заявл. 12.09.14; опубл. 27.08.15.
21. Пат. 2562971, РФ. Способ непрерывного гидроформилирования олефинов C_3-C_{21} в альдегиды / Ю.Г. Носков, Т.Е. Крон, С.Н. Руш, Г.А. Корнеева. – № 2014140925/04; заявл. 10.10.14; опубл. 10.09.15.
22. Пат. 2584952, РФ. Гидрид-карбонильный полифосфитный комплекс родия со смешанными фосфорорганическими лигандами для катализа процесса гидроформилирования олефинов / Ю.Г. Носков, С.Н. Руш, Т.Е. Крон, Г.А. Корнеева. – № 2015110819/04; заявл. 26.03.15; опубл. 20.05.16.
23. Пат. 2585285, РФ. Способ непрерывного гидроформилирования олефинов C_2-C_8 / Ю.А. Королев, Ю.Г. Носков, Т.Е. Крон, С.Н. Руш, А.М. Костин, Г.А. Корнеева. – № 2015114468/04; заявл. 20.04.15; опубл. 27.05.16.

References

1. Bohnen H.-W., Cornils V., *Hydroformylation of alkenes: an industrial view of the status and importance*, Adv. In Catal., 2002, V. 47, pp. 1–64.
2. Tudor R., Ashley M., *Enhancement of industrial hydroformylation processes by the adoption of rhodium-based catalyst*, Part I, Platinum Metals Rev., 2007, V. 51, no. 3, pp. 116–126.
3. Patent no. DE 4419898 A1, *Process for the preparation of an aldehyde*, Inventors: Mori T., Ueda Akio, Fujita K.
4. *Encyclopedia of catalysis*: edited by Horvath I.T., New Jersey: Wiley, 2003, V. 3, p. 734.
5. Tudor R., Ashley M., *Enhancement of industrial hydroformylation processes by the adoption of rhodium-based catalyst*: Part II, Platinum Metals Rev., 2007, V. 51, no. 4, pp. 164–171.
6. Rybakov V.A., El'kin A.L., Tyukavin G.N. et al., *Tekhnologiya oksosinteza i rodstvennykh protsessov s uchastiem okisi ugleroda* (Oxo synthesis and related processes involving carbon monoxide), Perm': Publ. of Sibur-Khimprom, 2004, 229 p.
7. Werle P., Morawietz M., Lundmark S. et al., *Alcohols, polyhydric. Ullmann's encyclopedia of industrial chemistry*, Weinheim: Wiley, 2012, V. 2, pp. 263–284.
8. Bayburskiy V., Yakovlev B., *Innovative trends in the petrochemical industry* (In Russ.), The Chemical Journal, 2008, no. 5, pp. 34–39.
9. Tonkonogov B.P., Popova K.A., Khurumova A.F., *Prospects for the use of esters of domestic production as basis of aircraft oils* (In Russ.), Proceedings of Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2015, no. 1, V. 278, pp. 109–120.
10. Mamarasulova Z.V., *Razrabotka tekhnologicheskikh osnov protsessa termicheskoy eterifikatsii neopentilpoliolov i optimizatsiya struktury slozhnykh efirov kak bazovykh aviatsionnykh masel* (Development of technological fundamentals of thermal esterification neopentyl polyol process and optimization of esters structure as the basis of aviation oils): thesis of candidate of technical science, St. Petersburg, 2012.
11. Baltenas R., Safonov A.S., Ushakov A.I., Shergalis V., *Motornye masla* (Motor oils), Moscow – St. Petersburg: Alfa-Lab Publ., 2000, 272 p.
12. Magerramov A.M., Akhmedova R.A., Akhmedova N.F., *Neftekhimiya i neftepererabotka* (Petrochemicals and petroleum refining), Baku: Publ. of Baku University, 2009, 660 p.
13. Patent no. 6551523 B1 US, *Blended polyol ester lubricants for refrigerant heat transfer fluids*, Inventors: Schnur N.E.
14. Anisimov I.G., Badyshova K.M., Bnatov S.A. et al., *Toplivo, smazochnye materialy, tekhnicheskie zhidkosti* (Fuels and lubricants, technical liquids), Moscow: Tekhninform Publ., 1999, 536 p.
15. Rudnick L.R., *Synthetics, mineral oils, and bio-based lubricants*, New York: Taylor & Francis Group, 2006, 889 p.
16. Rush S.N., Noskov Yu.G., Kron T.E., Korneeva G.A., *Kinetics and mechanism of propene hydroformylation catalyzed by rhodium complexes with a diphosphite ligand* (In Russ.), Kinetika i Kataliz = Kinetics and Catalysis, 2009, V. 50, no. 4, pp. 578–587.
17. Patent no. 2354642 RF, *Method of aldehydes C_3-C_{21} production*, Inventors: Noskov Yu.G., Rush S.N., Kron T.E., Kulik A.V., Korneeva G.A.
18. Patent no. 2536048 RF, *Method of regioselective obtaining of *n*-pentanal*, Inventors: Korolev Yu.A., Karchevskaya O.G., Kron T.E., Noskov Yu.G., Korneeva G.A.
19. Patent no. 2527455 RF, *Method of producing aldehydes*, Inventors: Korolev Yu.A., Rush S.N., Kron T.E., Noskov Yu.G., Korneeva G.A.
20. Patent no. 2561171 RF, *Method for continuous two-step hydroformylation of C_3, C_4 olefins and process apparatus therefor*, Inventors: Noskov Yu.G., Rush S.N., Kostin A.M., Korneeva G.A.
21. Patent no. 2562971 RF, *Method for continuous hydroformylation of C_3-C_{21} olefins into aldehydes*, Inventors: Noskov Yu.G., Kron T.E., Rush S.N., Korneeva G.A.
22. Patent no. 2584952 RF, *Hydride-carbonyl polyphosphite complex of rhodium with mixed organophosphorus ligands for catalysis of hydroformylation of olefins*, Inventors: Noskov Yu.G., Rush S.N., Kron T.E., Korneeva G.A.
23. Patent no. 2585285 RF, *Method for continuous hydroformylation of C_2-C_8 olefins*, Inventors: Korolev Yu.A., Noskov Yu.G., Kron T.E., Rush S.N., Kostin A.M., Korneeva G.A.

О проблеме образования нетипичных сероорганических отложений в теплообменном оборудовании установок первичной переработки нефти

**А.Р. Вартапетян, к.х.н., А.А. Зуйков (ПАО «НК «Роснефть»),
А.Н. Монахов (ООО «Коррсистем»),
И.И. Федоров (АО «Средневолжский НИИ НП»)**

Ключевые слова: нефтепереработка, поглотители сероводорода, формальдегид, отложения, коррозия нефтеперерабатывающего оборудования

Key words: corrosion of refinery equipment, formaldehyde depositions, overhead equipment corrosion, H₂S scavengers

Адрес для связи: a_vartapetyan@rosneft.ru

Введение

Начиная с 2011 г. на некоторых нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) России зафиксирована нетипичная ситуация с забиванием верхних трактов колонн отбензинивания и атмосферной перегонки нефти и стабилизации бензина большим количеством нехарактерных специфических отложений. В разной степени с подобной проблемой сталкивались практически все предприятия Центрального региона России (рис. 1).

Отложения в виде огромных количеств мелкодисперсного порошка светло-серого, белого или желтоватого цвета фиксировались главным образом по росту перепада давления на теплообменном оборудовании, забивке линий дренажа воды и при вскрытии секций АВО. Места локализации – трубные доски и трубные пучки АВО, рефлюксные емкости, линии дренажа воды из сепараторов.

Одними из первых эту проблему начали изучать поставщики реагентов для процессов первичной переработки нефти, поскольку первоначально именно с их реагентами ошибочно связывали забивку теплообменного оборудования и снижение эффективности антикоррозионной защиты [1].

Механизм возникновения и локализация отложений

Уже первые качественные анализы показали большую массовую концентрацию (от 15 до 90 %) органических серосодержащих соединений, наиболее вероятной причиной которых является применение на пунктах подготовки нефти реагентов – поглотителей сероводорода на основе формальдегида. В работе [2] приведен наиболее вероятный механизм образования подобных осадков



Известно, что обработка нефти и нефтепродуктов любыми поглотителями подразумевает обязательный стехиометрический избыток реагента для ускорения связывания H₂S. При обработке маловязких нефтей нормой дозировки поглотитель : сероводород считается соотношение от 1,5 : 1 до 5 : 1.

Простой расчет показывает, что при таких условиях для поглощения, например, 30 г свободного сероводорода потребуется введение в нефть до 90 г формальдегида. В ре-

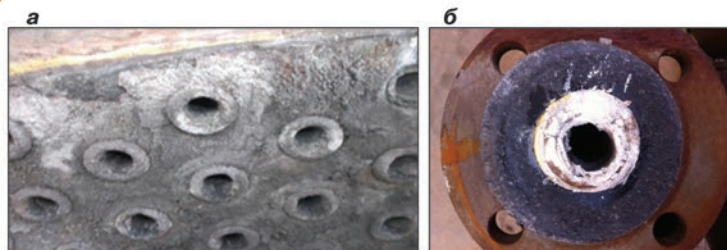


Рис. 1. Сероорганические отложения в камерах аппарата воздушного охлаждения (АВО) колонны К-1 (а) и линии дренажа воды из рефлюксной емкости Е-1 (б)

зультате реакции из каждых 34 г сероводорода образуется 64 г тиоспирта. Следующими стадиями являются димеризация и полимеризация с образованием различных длинноцепочечных полисульфидов типа $-(CH_2-S-CH_2-S)-$. В дальнейшем эти соединения под действием температуры и катализирующих соединений трансформируются в широкий спектр серосодержащих веществ от молекулярной серы до полиметиленисульфидов (ПМС) и бисульфидов.

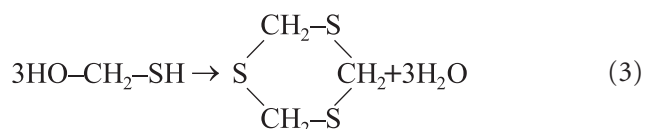
Таким образом, при переработке такой нефти на установке атмосферно-вакуумной трубчатки (АВТ) производительностью по сырью 600 т/ч через нее будет проходить до 38,4 кг/ч продуктов реакции формальдегида с сероводородом и до 36 кг/ч непрореагировавшего формальдегида. Дальнейшая судьба этих соединений в процессе переработки различна и, судя по локализации проблемных зон, зависит от их физико-химических свойств и молекулярной массы продуктов реакции:

1) непрореагировавший (остаточный) формальдегид может вступать по реакции (1) во взаимодействие со вторичным сероводородом, образующимся в результате термодеструкции сероорганических соединений нефти в «горячих зонах»: печных змеевиках, кубе атмосферной колонны;

2) непрореагировавший формальдегид также способен образовывать не растворимый в воде и плохо растворимый в нефтепродуктах параформальдегид



3) из меркаптометанола образуется циклический триан



и ПМС с различной длиной цепи

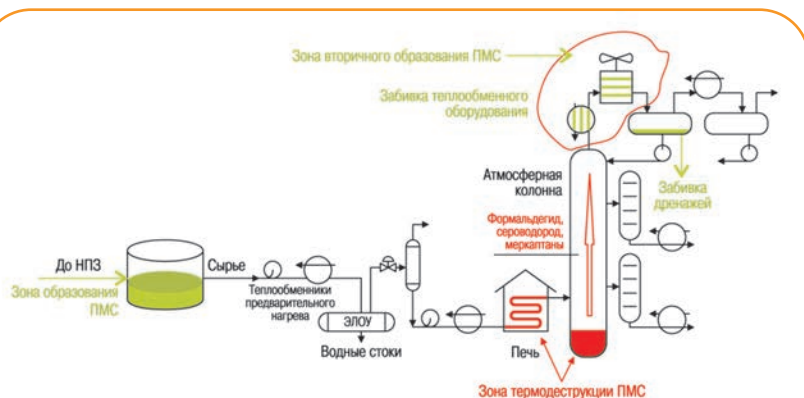
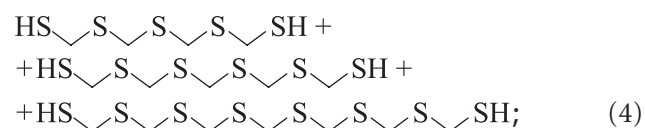
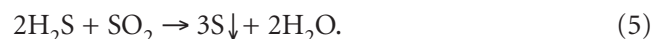


Рис. 2. Принципиальная схема продвижения ПМС и продуктов их деструкции по установке первичной переработки нефти (УППН)

4) присутствие в отложениях следов элементарной серы, также фиксируемое на некоторых заводах, может быть следствием параллельного протекания реакции окисления



Предполагается, что образующиеся соединения, обладая некоторой летучестью, достигают верха колонны и при последующем охлаждении выпадают в виде твердых осадков на теплообменном оборудовании, а также в рефлюксных емкостях, где скапливаются на границе раздела бензин – вода.

Это предположение подтверждают исследования, проведенные специалистами одного из НПЗ, столкнувшегося с данной проблемой в 2015 г. В промывочной воде блока ЭЛОУ установки АВТ-3 формальдегид не обнаруживается. В то же время его содержание, определенное по ГОСТ 55227-2012, в сепараторах Е-1 и Е-2 достигает соответственно 29 и 13 ppm (34,8 и 15,6 мг/м³). Это позволило предположить, что формальдегид поступает на установку в связанном с сероводородом виде, в этом виде он не растворим в воде и не выводится с водой на ЭЛОУ. При нагреве в кубе колонны К-1 указанные соединения разлагаются с обратным высвобождением формальдегида, сероводорода и/или меркаптанов. Все эти соединения, обладая высокой летучестью, попадают в верхний тракт колонны, где при охлаждении вновь вступают во взаимодействие между собой, образуя осадки различной молекулярной массы и вызывая коррозионные осложнения и снижение эффективности реагентов (рис. 2).

Источник проблем

В 2013–2014 гг. ежегодное потребление альдегид-содержащих поглотителей сероводорода превысило 15000 т [1]. Теоретически это означает, что на нефтеперерабатывающих предприятиях образуется 1,2–2 тыс. т/год отложений на установках первичной переработки нефти (товарные поглотители обычно представляют собой 25–37%-ные растворы формальдегида).

Основная доля сероводородсодержащих нефтей поступает с месторождений Республики Коми, Татарстана, Среднего и Нижнего Поволжья. Этим объясняется отсутствие подобных проблем на заводах восточной части России.

Проблема усугубляется тем, что в настоящее время на НПЗ отсутствуют сертифицированные методики для качественного и количественного анализа проб нефтей, поступающих в переработку, на содержание в них свободного формальдегида и/или продуктов его реакции. По методикам исследований (например, ГОСТ 55227-2012) возможно лишь косвенное, фактически качественное определение присутствия формальдегида в нефти. Согласно ГОСТ 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» сырая нефть по степени подготовки подразделяется на группы исходя из содержания коррозионноактивных соединений, в числе которых вода, сера, хлористые соли и хлорорганические соединения; присутствие формальдегида и прочих соединений не учитывается.

Исследование влияния формальдегида на степень коррозии оборудования

Образующиеся осадки повышают коррозионную агрессивность потоков. Особенно это относится к трубным пучкам аппаратов воздушного охлаждения установок АВТ, выполненных из латуни марки ЛАМШ-77-2-0,05. Также отмечалась язвенная коррозия трубных досок в зоне входа паров в конденсаторы.

В работе [3] проанализирована коррозионная агрессивность осадков ПМС. Установлено, что именно присутствие отложений и их агрессивность по отношению к медным сплавам является причиной разрушения аппаратов. Анализ подтвердил наличие в осадках ПМС, практически не растворимых в воде и избирательно растворимых в углеводородах. При температурном воздействии происходит их деструкция с образованием летучих серосодержащих соединений, полимеризующихся при конденсации. В результате образуются отложения, вступающие в реакцию с металлом оборудования.

В марте 2016 г. специалисты Центра коррозионных исследований АО «СвНИИ НП» провели анализ отложений ПМС, отобранных на линии дренажной воды из рефлюксных емкостей Е-1 и Е-3 ЭЛОУ-АВТ одного из НПЗ. Химический анализ показал, что отложения из емкости Е-1 представляют собой органические соединения с температурой плавления 85–87 °С, не растворимые в воде, хлороформе и толуоле и частично растворимые в этиловом спирте. Растворимая часть была проанализирована на газовом хроматографе «Кристалл 5000.2» с масс-спектрометрическим детектором. В результате установлено, что в состав органической части отложений входят циклические серосодержащие соединения (1,2,4-тритиолан, 1,3,5-триан и 1,2,4,6-тетратиепан). На рис. 3 приведены спектры этих соединений:

Затем был смоделирован процесс образования этих отложений при первичной переработке нефти с применением поглотителей сероводорода на основе формальдегида. Нефть Покровского месторождения, отобранная на Покровской УПСВ АО «Самаранефтегаз», насыщалась сероводородом в течение 30 мин. Для нейтрализации растворенного сероводорода в пробу нефти был введен поглотитель сероводорода DESTROL RM 31A (ТУ 2458-002-37166528-2013) в избыточном количестве. После поглощения

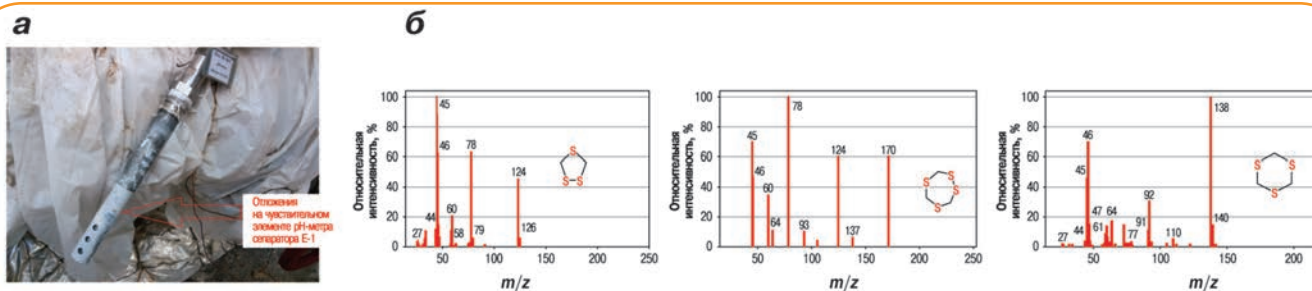


Рис. 3. Налет на чувствительном элементе потокового pH-метра на линии воды сепаратора Е-1 (а) и результаты его хроматомасспектрометрического анализа (m, z – соответственно масса и заряд иона)

сероводорода проба нефти была подвергнута перегонке с целью отгона бензиновых фракций (до 180 °С). В процессе отгонки в холодильнике было обнаружено незначительное количество отложений. Полученные отложения не растворимы в воде, но частично растворимы в этиловом спирте. Спиртовой экстракт был проанализирован на газовом хроматографе «Кристалл 5000.2» с масс-спектрометрическим детектором. В результате анализа установлено, что в состав растворимой в спирте части отложений входят циклические серосодержащие соединения, подобные представленным на рис. 4.

Совпадение пиков у циклических соединений серы в отобранных на установке АВТ-6 и синтезированных в колбе отложениях позволяет предположить единые причину и механизм их возникновения – использование в процессах добычи нефти поглотителей сероводорода на основе формальдегида.

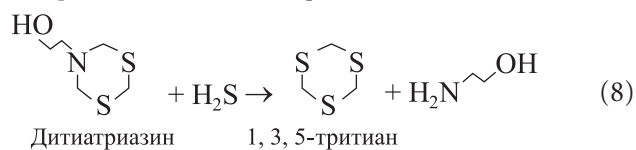
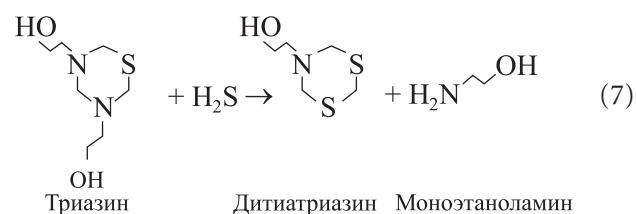
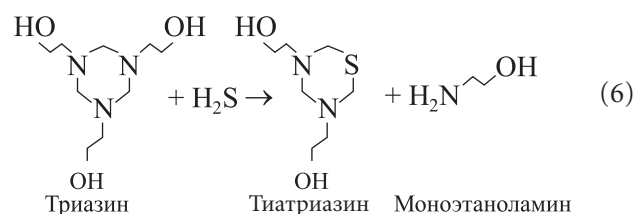
Существует и экологический аспект применения формальдегида на промыслах. Формальдегид, попавший в подтоварную воду на НПЗ, образует высокотоксичные стоки. ПДК формальдегида составляет 0,5 мг/м³, сероводорода в смеси с углеводородами — 3 мг/м³, т.е. формальдегид в 6 раз токсичнее сероводорода [4]. Таким образом, экологический и технологический вред от применения формальдегида намного выше вреда от присутствия самого сероводорода.

Альтернативные поглотители

На рынке химических реагентов имеется альтернатива формальдегидсодержащих поглотителям H₂S – реагенты на основе алкилтриазинов.

Триазиновые поглотители применяются, как правило, для обработки товарных мазутов и обладают рядом преимуществ, таких как экологичность (триазины являются соединениями 3 класса опасности), высокая скорость реакции и относительно малые дозировки вследствие лучшей диспергируемости.

Однако химизм связывания сероводорода триазином не позволяет гарантировать отсутствие отложений, так как одним из продуктов реакции также является 1,3,5-тритиан



В связи с отсутствием информации о возможных рисках, связанных с применением формальдегидсодержащих и триазиновых реагентов на НПЗ, специалистам предстоит изучить следующие вопросы.

1. Возможность попадания, количество и влияние ПМС на свойства углеводородных фракций, включая реактивное топливо.

2. Влияние ПМС, способных к термодеструкции, на коррозию змеевиков и трансферных трубопроводов. По некоторым данным присутствие ПМС фактически повышает класс нефти по ГОСТ Р 51858-2002 (мало-сернистая ⇒ сернистая; сернистая ⇒ высокосернистая), требуя соответствующих изменений материального исполнения «горячих зон».

3. Исследование рынка поглотителей сероводорода для подбора составов, альтернативных формальдегиду, соединения которых с сероводородом термостабильны, не попадают в светлые фракции и/или не оказывают негативного влияния при попадании в светлые фракции.

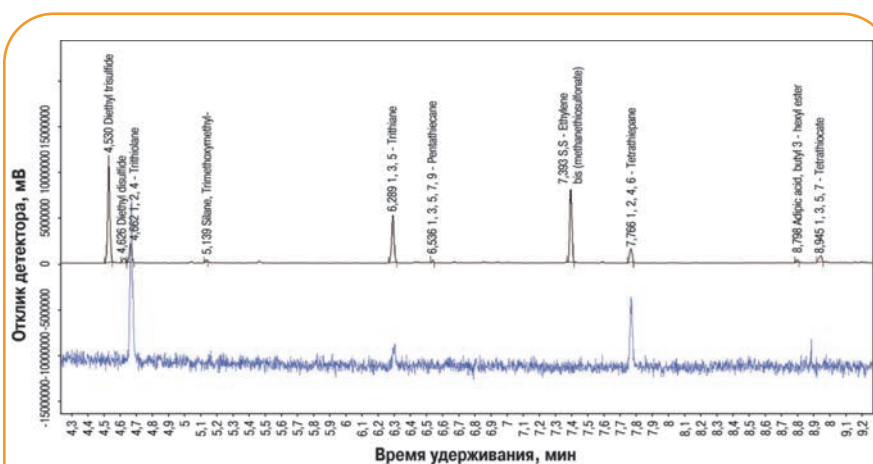


Рис. 4. Хроматограммы спиртового экстракта синтезированных (верхняя линия) и отобранных с электродов pH-метра (нижняя линия) отложений, полученные на хроматографе «Кристалл 5000.2»

4. Обоснованность нормирования содержания сероводорода в нефти и применение для этой цели поглотителей.

Необходимо отметить, что для защиты оборудования нефтегазоперерабатывающих заводов от коррозии еще в 1997 г. был введен в действие РД 153-39-026-97 [5]. На его основе в 2000-2001 гг. были подписаны приказы Минтопэнерго РФ [6, 7], которые упорядочивали применение химических реагентов при добыче нефти в целом и ограничивали, в частности, поступление на НПЗ России сырья, содержащего хлорорганические и другие соединения.

К сожалению, 5 мая 2011 г. Минэнерго РФ издало приказ №228 [8] об отмене этих исключительно важных документов. В результате началось массовое использование токсичных нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов на основе формальдегида. Для успешной безаварийной работы нефтегазоперерабатывающих заводов необходимо восстановить порядок сертификации всех применяемых реагентов, включив в перечень тестов обязательное определение их стабильности при температуре до 350 °С с анализом продуктов их разложения. Положительный эффект обеспечит включение в ГОСТ Р 51858-2002 показателя содержания формальдегида в товарной нефти – «отсутствует».

Выводы

1. Применение формальдегидсодержащих поглотителей сероводорода вызывает образование осадков в теплообменном и емкостном оборудовании УППН, стимулирует коррозионное разрушение металла, блокирует действие ингибиторов коррозии и повышает токсичность водных стоков.

2. Интенсивный рост отложений повышает риск развития аварийных ситуаций, связанных с разгерметизацией оборудования АВО и «горячих» зон установок АВТ, снижает эффективность работы теплообменного оборудования, нарушает работу систем регулирования, потоковых датчиков рН, коррозиметров, термопар.

3. Появление вышеперечисленных проблем стало следствием ослабления регулирования в области отбора реагентов для применения на предприятиях добычи и транспорта нефти.

4. Для исправления ситуации необходимо восстановление порядка сертификации всех применяемых реагентов с обязательным контролем их свойств и термостабильности всех продуктов взаимодействия при температуре до 350 °С с анализом продуктов их разложения.

Список литературы

1. Хуторянский Ф.М., Цветков А.Л. Новые источники коррозии и отложений // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 3. – С. 78–79.
2. Мазгаров А.М., Набиев А.И. Технологии очистки сырой нефти и газоконденсатов от сероводорода и меркаптанов. – Казань: Казанский ун-т, 2015. – 38 с.
3. Хуторянский Ф.М., Цветков А.Л., Кляцкий Ю.Ю. Современное состояние химико-технологической защиты от коррозии установок первичной переработки нефти. Проблемы, пути совершенствования // Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – № 4. – С. 56–59.
4. ГН 2.2.5.686-98. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
5. РД 153-39-026-97. Требования к химпродуктам, обеспечивающие безопасное применение их в нефтяной отрасли. Требования к химпродуктам, правила и порядок допуска их к применению в технологических процессах добычи и транспорта нефти.
6. Приказ Минтопэнерго России №117 «О сертификации химпродуктов, применяемых в технологических процессах добычи и транспорта нефти».
7. Приказ Минэнерго РФ №294 «О запрещении применения хлорорганических реагентов в процессе добычи нефти».
8. Приказ Минэнерго РФ №228 «О признании утратившими силу актов Минтопэнерго России и Минэнерго России».

References

1. Khutoryanskiy F.M., Tsvetkov A.L., *New sources of corrosion and deposits* (In Russ.), Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2014, no. 3, pp. 78–79.
2. Mazgarov A.M., Nabiev A.I., *Tekhnologii ochistki syroy nefti i gazokondensatov ot serovodoroda i merkaptanov* (Technology of hydrogen sulphide and mercaptans removal from crude oil and gas condensate), Kazan': Publ. of KSU, 2015, 38 p.
3. Khutoryanskiy F.M., Tsvetkov A.L., Klyatskiy Yu.Yu., *The current state of chemical and technological corrosion protection of primary oil refining plants. Problems, ways of improving* (In Russ.), Ekspozitsiya Neft' Gaz, 2014, no. 4, pp. 56–59.
4. GN 2.2.5.686-98, *Predel'no dopustimye kontsentratsii (PDK) vrednykh veshchestv v vozdukhke rabochey zony* (Maximum allowable concentrations (MACs) of harmful substances in occupational air).
5. RD 153-39-026-97, *Requirements for chemical products, ensuring their safe use in the oil industry*.
6. Order of Ministry of Fuel and Energy no. 117 "O sertifikatsii khimproduktov, primenyaemykh v tekhnologicheskikh protsessakh dobychi i transporta nefti" (On certification of chemical products used in the industrial processes of extraction and transport of oil).
7. Order of Ministry of Energy of Russia no. 294 "O zapreshchenii primeneniya khlororganicheskikh reagentov v protsesse dobychi nefti" (On the prohibition of the use of organochlorine reactants in the oil extraction).
8. Order of Ministry of Energy of Russia no. 228 "O priznanii utrativshimi silu aktov Mintopenergo Rossii i Minenergo Rossii" (Concerning the annulment of acts of Ministry of Fuel and Energy of Russia and Ministry of Energy of Russia).

Синтетические базовые масла

И.А. Арутюнов, к.т.н., А.В. Кулик, к.х.н., С.Н. Потапова, к.х.н.,
О.Л. Иванисько, Д.В. Светиков, Е.В. Королев, к.т.н. (ООО «РН-ЦИР»)

Ключевые слова: синтетические базовые масла, полиальфаолефины, полиалкиленгликоль, полиизобутилен, масла на основе эфиров

Key words: synthetic base oils, polyalphaolefins, polyalkyleneglycol, polyisobutylene, ester based oils

Адрес для связи: PotapovaSN@rn-rdc.ru

Введение

В настоящее время в связи с развитием техники, разработкой и внедрением нового оборудования, изменением условий эксплуатации машин и механизмов ужесточаются требования к смазочным материалам. На рынке большую часть занимают минеральные масла I–III групп, нашедшие широкое применение в качестве масел общего назначения. В 2014 г. мировая выработка минеральных масел составила более 38 млн т.

Производство минеральных масел в России в 2014 г. превысило более 2 500 тыс. т, при этом более 1200 тыс. т минеральных масел (в основном I группы) экспортируется. Суммарное потребление синтетических и минеральных масел в России в 2015 г. составило около 1500 тыс. т. По импорту получено более 300 тыс. т/год базовых масел, в основном III–V групп. Потребление синтетических масел IV и V групп в 2015 г. не превысило 40 тыс. т, при этом более 50 % пришлось на полиальфаолефиновые масла.

Несмотря на относительно небольшую долю синтетических масел в общем объеме потребления, данные материалы являются высоковостребованными и незаменимыми в некоторых областях. Так, при эксплуатации техники при низких температурах и жестких рабочих условиях они не только более эффективны по сравнению с минеральными аналогами, но и фактически безальтернативны. Прогнозируется [1], что мировой рынок базовых синтетических масел будет расти со скоростью в среднем около 3,5 % в год, в наименьшей степени в Европе и Японии. Высокие темпы роста ожидаются в развивающихся странах, включая Китай, Азию и страны Южной Америки. Более 80 % общемирового производства синтетических масел приходится на полиальфаолефины (ПАО) – 45 %, эфиры – 25 %, полиалкиленгликоли (ПАГ) – 10 % [2]. В оставшиеся 20 %

входят синтетические масла на основе алкилароматических соединений, например, алкилбензолы, алкилнафталины, полиизобутилены (ПИБ), эфиры фосфорной кислоты и силиконовые жидкости.

Наиболее дорогостоящими являются смазочные материалы на основе силиконовых жидкостей, эфиров полиолов и полиалкиленгликолей, наиболее доступными – масла на основе ПАО (4) [3].

Полиальфаолефиновые масла (ПАОМ)

ПАОМ относятся к IV группе по классификации API. Это наиболее востребованный тип синтетических смазочных масел, полностью отвечающих современным технологическим и экологическим требованиям к смазочным маслам. Они представляют собой гидрированный продукт олигомеризации (соолигомеризации) α -олефинов (преимущественно децена-1). Наряду с деценом-1 используются α -олефины C_6 , C_8 , C_{12} , C_{14} и их смеси.

Подбор катализаторов и условий процесса позволяет синтезировать ПАО с заданными свойствами. ПАОМ характеризуются высокими индексом вязкости (120–160), температурой вспышки (выше 210 °C), термоокислительной стабильностью, низкими температурами застывания (от -55 до -65 °C), малой испаряемостью [4]. Характеристики масел I–IV групп вязкостью 4 и 6 мм²/с приведены в табл. 1 [5].

В зависимости от области применения ПАОМ обладают рядом других ценных свойств:

- совместимостью с минеральными маслами без фазового разделения;
- большим сроком службы (срок службы масел на основе ПАО в 2–3 раза выше срока службы минеральных масел);
- отсутствием содержания сернистых, азотистых соединений и ароматических углеводородов;
- высокой устойчивостью к гидролизу.

Таблица 1

Показатели	Масла вязкостью* ≈4 мм ² /с группы			Масла вязкостью* ≈6 мм ² /с группы			
	I	III	IV	I	II	III	IV
Кинематическая вязкость при температуре 40 °С, мм ² /с	18,6	16,2	16,7	40,8	33,1	24,1	30,9
Индекс вязкости	89	121	124	102	116	149	143
Температура, °С: застывания	-15	-27	-72	-15	-15	-15	-64
вспышки	200	206	218	212	220	230	235
Потери от испарения по Ноак, %	30-35	22,2	11,8	18,8	16,6	8,8	6,1

*Кинематическая вязкость при температуре 100 °С.

Вследствие химической чистоты и биологической инертности ПАОМ используются в качестве основы или компонента косметических средств.

В настоящее время производятся и реализуются ПАОМ вязкостью от 2 до 1000 мм²/с при температуре 100 °С. При этом объем применения маловязких (от 4 до 6 мм²/с) ПАОМ составляет более 80 % общего объема. Остальная часть представлена преимущественно продуктами средней и высокой вязкости (от 10 до 1000 мм²/с) [6]. ПАОМ вязкостью 2 мм²/с используются главным образом в качестве основ гидравлических жидкостей.

Главными фирмами-производителями поли-α-олефиновых масел являются ExxonMobil, Ineos Oligomers, ChevronPhillips, Fortum. Суммарная мощность по производству ПАОМ в мире превышает 450 тыс. т/год. На рисунке представлено распределение рынка ПАОМ по компаниям-производителям [7]. Мощности по производству ПАОМ известных западных компаний по данным компании ChevronPhillips (CP Chem) приведены в табл. 2.

На основе ПАО разработаны моторные, трансмиссионные, холодильные, вакуумные, косметические, гидравлические, компрессорные масла, а также пластичные смазки. ПАО применяются также в качестве базовых компонентов в составе моторных и трансмиссионных масел [8]. Поли-α-олефины используются в силовых передачах в широком температурном диапазоне (50–180 °С) при нагрузках до 26 кН и высоких скоростях трущихся поверхностей. Димеры

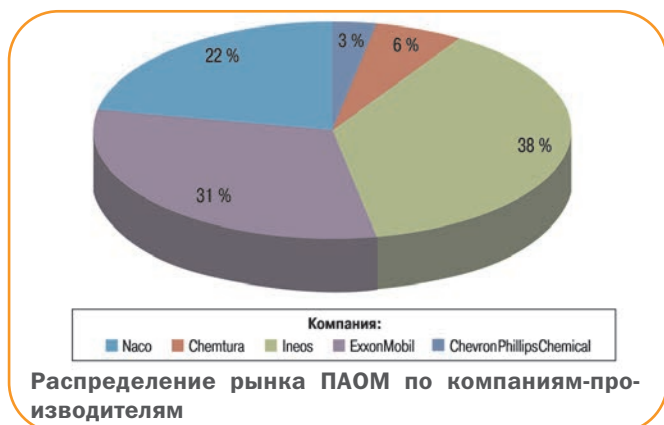


Таблица 2

Компания	Месторасположение завода	Мощность установок, т/год	Тип ПАОМ
ChevronPhillips	Седар Байо, Техас, США	48000	Низковязкие
ChevronPhillips	Пасадена, Техас, США	9000	Высоковязкие
ChevronPhillips	Беринген, Бельгия	63000	Низковязкие
Chemtura	Эльмира, Онтарио, Канада	16000	Высоковязкие
Chemtura	Анкервег, Нидерланды	15000	Высоковязкие
ExxonMobil	Гравеншон, Франция	60000	Низковязкие
ExxonMobil	Бомонт, Техас, США	85000	Низковязкие
ExxonMobil	Бэйтаун, Техас, США	50000	Низко- и высоковязкие
Ineos Oligomers	Фелуй, Бельгия	120000	Низковязкие
Ineos Oligomers	Ла Порт, Техас, США	90000	Низковязкие
Naco	Шанхай, Китай	15000	Высоковязкие

α-олефинов C₈–C₁₀ являются основой для получения низковязких смазочных материалов, а также буровых растворов на углеводородной основе [9]. Олигомеры и соолигомеры α-олефинов средней и высокой вязкости обладают хорошими вязкостно-температурными характеристиками и загущающими свойствами. Они обладают удовлетворительной механической стабильностью и являются компонентами для получения полусинтетических масел при смешивании с минеральными маслами.

Эфирные синтетические базовые масла

Синтетические масла на основе эфиров являются широко востребованными смазочными материалами, которые могут применяться как самостоятельно, так и в смеси с другими синтетическими маслами, в частности с ПАОМ. Эфиры обладают хорошими низкотемпературными и смазывающими свойствами, высокими значениями индекса вязкости, более низкой летучестью, чем минеральные масла сравнимой вязкости.

Сложноэфирные масла характеризуются следующими свойствами:

- высокая смазывающая способность;
- сильная биоразлагаемость;
- отличная смешиваемость с полярными присадками;
- хорошая термическая стабильность;
- более низкая гидролитическая стабильность по сравнению с ПАОМ и минеральными маслами.

В качестве синтетических базовых материалов наиболее часто используют три вида эфиров: двухосновных кислот, полиоловые и ароматические.

Эфиры двухосновных кислот наиболее часто используются совместно с ПАО для улучшения растворимости в ПАО полярных присадок и снижения набухаемо-

сти уплотнительных материалов. Для получения синтетических базовых масел на основе эфиров полиолов наиболее часто применяются пентаэритрит (PE), триметилолпропан (TMP) и неопентилгликоль (NPG). При тщательном выборе степени разветвления кислот могут быть получены полиоловые эфиры с высоким индексом вязкости. Для трех типов полиоловых эфиров термическая стабильность уменьшается в ряду: эфиры PE > эфиры TMP > эфиры NPG.

Большая часть производимых ароматических эфиров на основе фталевой кислоты используется для получения пластификаторов, незначительная часть – для производства синтетических смазочных материалов. Эфиры фталевой кислоты, как правило, имеют лучшую гидролитическую стабильность по сравнению с эфирами адипиновой кислоты, поскольку атомы кислорода эфирных групп являются стерически менее доступными [10]. Однако эти масла обладают меньшим индексом вязкости (50–70). Они используются для производства индустриальных масел специального назначения, для которых индекс вязкости не является критическим параметром. Эфиры на основе тримеллитового ангидрида представляют собой продукты специального назначения, они относительно дорогостоящие, обладают высокой вязкостью и, как правило, более устойчивы к окислению, чем эфиры адипиновой кислоты.

Фосфатные эфиры получают взаимодействием оксихлорида фосфора с различными спиртами, фенолами или их смесями. Эти эфиры обычно имеют хорошую термоокислительную стабильность и низкую воспламеняемость. Однако вследствие достаточно низких гидролитической стабильности, индекса вязкости и сравнительно высокой температуры застывания применение таких эфиров в смазочных материалах общего назначения ограничено [11]. Фосфатные эфиры в основном используют в качестве компонента пожаробезопасных гидравлических жидкостей.

Эфиры двухосновных кислот и полиолов применяются в качестве базовых масел совместно с ПАО, как правило, в пределах от 5 до 25 %, или другими углеводородными основами при производстве синтетических моторных масел и промышленных смазочных материалов [12].

Эфиры полиолов используются в качестве основы в авиационных маслах вследствие их высокой окислительной стабильности, хорошей смазывающей способности, высокого индекса вязкости [13]. Сложноэфирные масла также применяются в компрессорных маслах для холодильных установок. Благодаря хорошей биоразлагаемости и низкой токсичности эфиры часто входят в состав смазочных материалов, при применении которых важен экологический аспект.

Синтетические базовые масла на основе ПАГ

Алкиленгликоли широко используются при производстве пенополиуретана. На долю смазочных материалов приходится 20 % производимых ПАГ. По сравнению с ПАОМ или эфирными маслами они характеризуются более высоким содержанием кислорода и большим количеством гидроксильных групп. Строение молекул ПАГ обеспечивает хорошую растворимость в воде и высокую смазывающую способность. ПАГ обладают хорошими смазочными свойствами и характеризуются малой зольностью. В табл. 3 приведены типичные показатели некоторых ПАГ, полученных на основе этиленоксида (ЭО), пропиленоксида (ПО) и бутиленоксида (БО) при использовании различных инициаторов [14].

Масла на основе ЭО обычно воскообразные и обладают плохими низкотемпературными свойствами. Они хорошо смешиваются с водой и используются для приготовления смазочных материалов и гидравлических жидкостей на водной основе. Комбинирование ЭО и ПО позволяет получить продукт с лучшими индексом вязкости и низкотемпературными свойствами, чем только

Таблица 3

Основа ПАГ	Конечная группа	Марка	Молекулярная масса, г/моль	Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре, °С		Индекс вязкости	Температура застывания, °С	Плотность, г/см ³
				100	40			
ЭО	ОН/ОН	E300	300	5,9	36	118	-10	1,125
ЭО	ОН/ОН	E600	600	11,0	72	154	-22	1,126
ПО	ОН/ОН	P425	425	4,6	33	26	-45	1,007
ПО	ОН/ОН	P1200	1200	13,5	91	161	-40	1,007
ПО	Вu/ОН	PB200	910	8,3	44	180	-48	0,9831
ЭО/ПО	ОН/ОН	EP530	2000	25	168	192	-32	1,017
ЭО/ПО	Вu/ОН	EPB100	-	4,8	101	174	-57	1,0127
ЭО/ПО	Вu/ОН	EPB260	-	11,0	56,1	210	-37	1,0359
БО	ОН/ОН	B 100-500	500	5,1	44,3	39	-30	0,975
БО	ОН/ОН	B100-2000	2000	24,7	234,7	142	-26	0,970
БО	Вu/ОН	1500MW поли БО моноол	1500	15,8	117,1	153	-30	0,961

ПО. Синтетические базовые масла на основе ПАГ часто применяются в промышленных трансмиссионных маслах. ПАГ на основе БО обладают хорошей смешиваемостью с углеводородными маслами, часть из них растворима в воде. ПАГ используются также в качестве масел для текстильной промышленности, компонентов антифризов, рабочих жидкостей для металлообработки, смазки подшипников.

Синтетические базовые масла на основе других соединений

Полиизобутиленовые (ПИБ) масла получают олигомеризацией изобутилена на катализаторе BF_3 или AlCl_3 . Как правило, ПИБ используются в составе композиций или как вязкостные присадки для увеличения вязкости смазочных материалов. В табл. 4 приведены основные физико-химические свойства ПИБ [15]. Индекс вязкости и температура застывания ПИБ существенно ниже, чем данные параметры ПАО аналогичной вязкости при температуре 100 °С. ПИБ обычно имеют более низкую температуру вспышки и легко разлагаются на мономер при температуре выше 200 °С. Они хорошо смешиваются с большинством синтетических и минеральных базовых масел. Преимуществом ПИБ является относительно низкая стоимость по сравнению со стоимостью других синтетических базовых материалов. Основным недостатком – относительно высокая температура застывания и низкая термостабильность.

Алкилбензолы и алкилнафталины получают алкилированием бензола или нафталина олефинами с применением катализаторов Фриделя – Крафтса [16]. Свойства базовых масел на основе алкилбензолов и алкилнафталинов представлены в табл. 5.

Таблица 4

Показатели	Марка ПИБ				
	Н-25	Н-50	Н-100	Н-300	Н-1500
Кинематическая вязкость при температуре 100 °С, мм ² /с	50	100	200	605	3000
Индекс вязкости	87	98	121	173	250
Температура застывания, °С	-23	-13	-7	3	18
Бромное число, г Вг/100 г	27	20	16,5	12	8
Температура вспышки в открытом тигле по Кливленду, °С	171	193	232	274	307
Молекулярная масса	635	800	910	1300	2200

Таблица 5

Показатели	Линейные алкилбензолы марки V-9050 (компания Sasol)	Разветвленные алкилбензолы марки Zerol 150 (компания Shrieve)	Алкилнафталины марки Synesstic™5 (компания ExxonMobil)
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре, °С:			
40	22,0	33,5	28,6
100	4,3	4,4	4,7
Индекс вязкости	100	25	74
Температура, °С: застывания	-60	-40	-39
вспышки	215	170	222
Анилиновая точка, °С	78	-	33

Особенностями алкилароматических масел являются высокая термоокислительная стабильность, полная смешиваемость с минеральными и синтетическими маслами, относительно низкие температуры застывания. Алкилбензолы часто указываются в патентной литературе в качестве компонентов компрессорных масел холодильных установок, где используется хлорфторуглерод (CFC) или гидрохлорфторуглерод (HCFC). Алкилнафталины чаще используются в маслах, применение которых требует высокой термоокислительной стабильности. Параметры различных типов синтетических базовых масел приведены в табл. 6.

Таблица 6

Параметры	Синтетические масла					
	Эфиры полиолов	Полиизобутиленовые масла	Эфиры двухосновных кислот	ПАОМ	Полигликоли	Алкилированные нафталины
Плотность, при температуре 20 °С, кг/м ³	1 010	910-930	950-960	822-845	910-1 100	887-908
Кинематическая вязкость, мм ² /с, при температуре, °С:						
20	-	-	-	-	68-18 200	-
38	-	-	-	19,0-440	-	29-109
99	5,0-45,0	5,0-2 500	5,0-25,0	3,9-39,5	10-2 730	4,7-12,4
-40	-	-	-	2 550-16 100	-	-
Индекс вязкости	140-180	30-100	145-180	120-175	165-445	74-105
Температура, °С: застывания	-(30-60)	От 0 до -30	-	От -34 до -68	От 50 до -2	От -36 до -39
вспышки	255-300	255-300	120-240	218-285	240-270	222-258
воспламенения	-	-	-	246-313	-	-
Молекулярная масса	(3,5-6)·10 ²	(3-150)·10 ²	(3-5)·10 ²	(4-10)·10 ²	(1-22,4)·10 ³	-
Токсичность	Низкая	Низкая	Низкая	Низкая*	Низкая	Низкая

* Допускается для использования в косметологии и медицине.

Закключение

В целом следует отметить, что применение синтетических базовых масел различной химической природы существенно улучшило качество автомобильных, авиационных и промышленных смазочных материалов.

При сравнении ПАОМ с другими синтетическими маслами предпочтение отдается ПАОМ или смесям ПАОМ со сложнэфирными маслами благодаря их лучшим трибологическим свойствам, низким температурам застывания и высокой термоокислительной стабильности [17].

По себестоимости ПАОМ уступают лишь ПИБ и являются одними из лучших синтетических базовых масел по соотношению цена/качество.

Список литературы

1. Цветков О.Н. Масла и топлива СНГ: российские моторные масла, современность и перспектива: материалы II ежегодной международной конференции, Москва, 27–29 мая 2014.
2. Cerny J., Pospisil M., Sebor G. Composition and oxidative stability of hydro-cracked base oils and comparison with a PAO//Journal of synthetic lubrication. – 2001. – № 18. – P. 199–213.
3. Синтетические полиальфаолефиновые масла/И. А. Арутюнов, А.В. Кулик, С.Н. Потапова, Д. В. Светиков//Научно-технический Вестник ОАО «НК «Роснефть» – 2013. – № 3. – Вып. 32. – С. 48–52.
4. Pat. 5856612 (US).
5. Saptarshi R., Peddy V.C. Poly- α -olefin-based synthetic lubricant: a short review on various synthetic routes//Lubrication Science. – 2012. – № 24. – P. 23–44.
6. Hsu S.C., Robinson P.R. Practical advances in petroleum processing. V.2. – New York: Springer, 2006. – 411 p.
7. Kamchev B. Rising tides lift PAO's boat//Libes'N'Greases. – 2015. – P. 40–45.
8. Pat. 4282392 (US).
9. Pat. 5171905 (US).
10. Boyde S. Hydrolytic Stability of Synthetic Ester Lubricants//Journal of synthetic lubrication. – 2000. – № 16. – P. 297–312.
11. Okazaki M.E., Abernathy S.M. Hydrolysis of Phosphate-Based Aviation Hydraulic Fluids//Journal of synthetic lubrication. – 1993. – № 10. – P. 107–118.
12. Kuo C.H. Tribology – Lubricants and Lubrication. – China: In Tech, 2011. – 320 p.
13. Development and performance advantages of industrial, automotive and aviation synthetic lubricants/D.A. Law, J.R. Lohuis, J.Y. Breau [et. al]//Journal of synthetic lubrication. – 1984. – № 1. – P. 1–33.
14. <http://www.dow.com/polyglycols/polyethylene/products/carbowaxp.htm>

15. www.bpchemicals.com/polybutene/pdf/pi_b_technical.pdf
16. Rudnick L.R., Shubkin R.L. Synthetics Mineral oils, and Bio-based lubricants. – New York: CRC Press, 2013. – 904 p.
17. Томисава Х. Синтетические смазочные масла для двигателей автомобилей//Сэкию гаккай си (перевод ВЦП). – 1977. – Т. 20. – № 12. – С. 1152–1158.

References

1. Tsvetkov O.N., *Masla i topliva SNG: rossiyskie motornye masla, sovremennost' i perspektiva* (Oil and fuel of the CIS: Russian motor oils, present and prospects), Proceedings of II ezhgodnoy mezhdunarodnoy konferentsii, Moscow, 27–29 May 2014.
2. Cerny J., Pospisil M., Sebor G., *Composition and oxidative stability of hydro-cracked base oils and comparison with a PAO*, Journal of synthetic lubrication, 2001, no. 18, pp. 199–213.
3. Arutyunov I. A., Kulik A.V., Potapova S.N., Svetikov D.V., *Synthetic polyalphaolefin oils* (In Russ.), Nauchno-tekhnicheskiy Vestnik OAO "NK "Rosneft", 2013, no 3, pp. 48–52.
4. Patent no. US 5856612 A, *Process for producing -olefin oligomer*, Inventors: Yoshitaka Araki, Hirofumi Nakamura, Yoshiaki Nanba, Takeshi Okano.
5. Saptarshi R., Peddy V.C., *Poly- -olefin-based synthetic lubricant: a short review on various synthetic routes*, Lubrication Science, 2012, no. 24, pp. 23–44.
6. Hsu S.C., Robinson P.R., *Practical advances in petroleum processing*, Part 2, New York: Springer, 2006, 411 p.
7. Kamchev B., *Rising tides lift PAO's boat*, Libes'N'Greases, 2015, pp. 40–45.
8. Patent no. US 4282392 A, *Alpha-olefin oligomer synthetic lubricant*, Inventors: Cupples B.L., Heilman W.J.
9. Patent no. US 5171905 A, *Olefin dimer products*, Inventors: Theriot K.J., Shubkin R.L.
10. Boyde S., *Hydrolytic stability of synthetic ester lubricants*, Journal of synthetic lubrication, 2000, no. 16, pp. 297–312.
11. Okazaki M.E., Abernathy S.M., *Hydrolysis of phosphate-based aviation hydraulic fluids*, Journal of synthetic lubrication, 1993, no. 10, pp. 107–118.
12. Kuo C.H., *Tribology – lubricants and lubrication*, China: In Tech, 2011, 320 p.
13. Law D.A., Lohuis J.R., Breau J.Y., Harlow A.J., Rochette M., *Development and performance advantages of industrial, automotive and aviation synthetic lubricants*, Journal of synthetic lubrication, 1984, no. 1, pp. 1–33.
14. URL: <http://www.dow.com/polyglycols/polyethylene/products/carbowaxp.htm>
15. URL: www.bpchemicals.com/polybutene/pdf/pi_b_technical.pdf
16. Rudnick L.R., Shubkin R.L., *Synthetics mineral oils, and bio-based lubricants*, New York: CRC Press, 2013, 904 p.
17. Tomisava Kh., *Sinteticheskie smazochnye masla dlya dvigateley avtomobiley* (Translation from Japanese), Proceedings of The Japan Petroleum Institute, 1977, V. 20, no. 12, pp. 1152–1158.

Организация оперативного учета попутного нефтяного газа на базе программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» в АО «Самаранефтегаз»

Н.А. Останков, А.Г. Елистратов, К.Л. Пашкевич,
Н.В. Ларионов, Г.Г. Гилаев (АО «Самаранефтегаз»)

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, добыча и учет нефтяного газа, утилизация нефтяного газа
Key words: associated gas, mining and accounting for petroleum gas, petroleum gas utilization

Адрес для связи: LarionovNV@samng.ru

Введение

Процесс разработки нефтяных месторождений сопровождается многочисленными осложняющими факторами, один из которых – проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ). Раньше ПНГ сжигался на объектах системы сбора нефти и газа, что весьма расточительно по отношению к природным ресурсам и часто наносило серьезный вред окружающей среде. В условиях развития рыночной экономики и ужесточения требований к выбросам вредных веществ в атмосферу эффективность применения данного способа потребовала переоценки. В 2012 г. вступило в действие постановление Правительства РФ «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа», устанавливающее для нефтяных компаний требование утилизации 95 % добываемого нефтяного газа, ограничивающее объем его сжигания на факелах на месторождениях и повышающее платежи за сверхлимитное сжигание газа: в 2013 г. повышающий коэффициент составлял 12, с 2014 г. – 25. Кроме того, отсутствие средств измерения и учета, подтверждающих фактический объем образования, использования и сжигания на факельных установках ПНГ, дополнительно влияет на повышающий коэффициент, равный 120.

Основные цели и задачи, стоящие перед АО «Самаранефтегаз»

Для выполнения требований государственных органов РФ, снижения риска роста штрафных выплат за сжигаемый ПНГ, а также с целью усиления контроля выполнения лицензионных соглашений по уровню использования ПНГ перед АО были поставлены следующие задачи:

- оснастить все площадочные объекты АО средствами измерения количества попутного нефтяного газа (СИКГ) с целью учета объемов транспорта ПНГ по газопроводу, объемов его сжигания на факелах, расхода газа на собственные нужды (котельные, печи, дежурное горение);
- организовать сбор информации, получаемой от СИКГ, и последующую передачу информации на верхний уровень;
- создать автоматизированную систему учета добычи и использования ПНГ с функцией автоматического распределения по месторождениям;
- обеспечить хранение и доступ к историческим данным для анализа выбранных производственных показателей;
- реализовать возможность автоматизации процесса формирования регламентных отчетов по производственным показателям: добыча, использование и сжигание ПНГ.

Организация учета ПНГ в программном модуле «ЦДС-ДНС/ППН»

Действующая система сбора, подготовки и транспорта нефти и газа АО «Самаранефтегаз» достаточно разветвлена по территории Самарской области и включает более 180 месторождений и 90 производственных объектов: 12 пунктов подготовки нефти (ППН); 28 дожимных насосных станций (ДНС); 44 установки предварительного сброса воды (УПСВ); 6 газокompрессорных станций (ГКС). Общая протяженность газотранспортной системы составляет 812,8 км. Прием добываемого ПНГ осуществляется двумя газоперерабатывающими заводами: АО «Отраденский ГПЗ», АО «Нефтегорский ГПЗ».

В настоящее время все площадочные объекты нефтегазодобычи АО «Самаранефтегаз» оснащены средствами измерения ПНГ благодаря реализации производственных и целевых программ. Всего построено 188 СИКГ, из них 92 установлены на линии факельных установок.

До организации автоматизированной системы учета ПНГ в Модуле сбор информации выполнялся диспетчерскими службами цехов подготовки нефти и газа (ЦПНГ), а подсчет оперативной добычи и использования газа выполнялся ежедневно. В каждом отдельном подразделении существовали свои отчетные формы, поэтому на анализ и консолидацию данных затрачивалось значительное время. Особенно это проявлялось во время закрытия отчетного периода (месяца) при формировании исполнительного баланса, который должен быть детализирован по каждому месторождению. В данном случае необходимо было учитывать адресную привязку месторождения или его части к объектам нефтегазодобычи согласно системе сбора нефти и газа.

Развитие технологических систем и 100%-ное обеспечение объектов подготовки нефти и газа СИКГ требовало внедрения передовых информационных технологий для организации системы сбора и хранения данных, автоматизации процесса расчета и распределения производственных показателей ПНГ по объектам нефтегазодобычи и месторождениям. В разработке данного инструмента приняли участие специалисты производственного управления Филиала «Макрорегион Западная Сибирь» ООО ИК «СИБИНТЕК» (г. Уфа), предложившие использовать программный модуль «ЦДС-ДНС/ППН» корпоративной КИС «ТИС-До-

быча». Данный модуль используется в качестве централизованной информационной системы контроля производственных и технологических процессов и выполняет следующие функции:

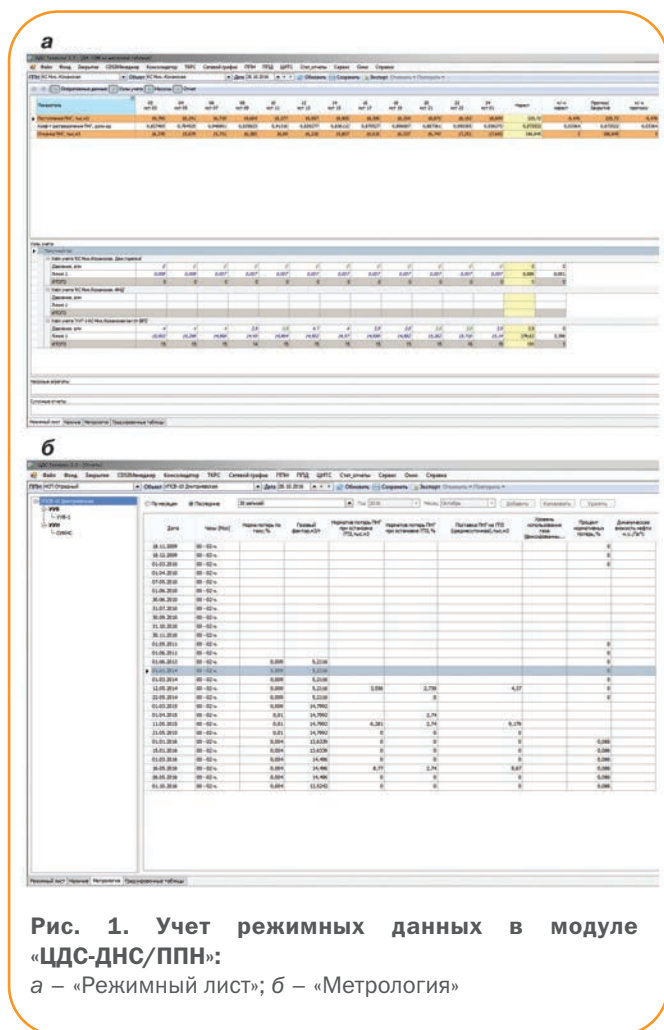
- автоматический (с датчиков вторичных приборов систем телеметрии) или «ручной» сбор первичной информации по СИКГ;
- отображение технологического процесса по объектам ЦПНГ в режиме реального времени;
- автоматический расчет добычи углеводородов по единой методике [1];
- создание единой формы отчетности по объектам ДНС, УПСВ, ППН, ГКС, а также по месторождениям и лицензионным участкам;
- отмена форм по ведению оперативного учета ПНГ в формате MS Excel;
- долговременное хранение и представление архивных данных для анализа специалистам структурных производственных подразделений Общества.

Разработчики и специалисты Отдела подготовки газа УПНГ при решении поставленной задачи принимали во внимание все особенности работы объектов системы сбора нефти и газа различного назначения: ДНС, УПСВ, ППН, ГКС. При настройке расчетов учитывалась адресная привязка всех месторождений и лицензионных участков.

Алгоритм вычисления отдельных показателей для каждого объекта нефтегазодобычи настраивался в системе индивидуально на основе уравнения материального баланса.

Для ПНГ основными показателями для расчета материального баланса являются:

- количество добытого газа;
- количество газа, реализованного на газоперерабатывающие заводы и прочим потребителям, с разделением по каждому отдельному потребителю;
- количество газа, используемого на собственные нужды, с разделением его применения на объектах энергетики и в технологическом процессе подготовки нефти и газа;
- количество фактических потерь газа при добыче, связанных с принятой схемой и технологией разработки месторождения;
- количество фактических сверхнормативных потерь газа, связанных с нештатными ситуациями: нарушение методик проведения исследований скважин, технологического режима их работы, регламентов работы промыслового оборудования, аварии, форс-мажорные обстоятельства и др.;
- количество газа, сжигаемого на факелах.



годной остановки газоперерабатывающих заводов на проведение планового предупредительного ремонта (см. рис. 1, б).

Расчет добычи газа за 2 ч и «закрытие суток» по объектам и месторождениям осуществляются с учетом поправочного коэффициента

$$K_r = \frac{\sum_{k=1}^n V_{TKO_k}}{\sum_{n=1}^i V_i},$$

где $V_{\text{ТКО}}$ – сумма объема ПНГ по СИКГ, по которому ведутся коммерческие операции, тыс. м³; V_i – объем газа по отдельным СИКГ объектов и потребителей на лицензионном участке (месторождении) АО, тыс. м³.

Отладка алгоритмов расчета и закрытия суток выполнялась по каждому объекту системы сбора нефти и газа. Для нестандартных объектов были реализованы индивидуальные алгоритмы, при проверке расчетов параллельно создавались контрольные шаблоны в формате MS Excel.

Результаты расчетов материального баланса по газу для каждого объекта и месторождения (лицензионного участка) отображаются в сводной форме «Закрытие по газу» (рис. 2). Данная форма является основным источником для создания отчетных и аналитических форм по Обществу. На основе полученных расчетов формируется отчет «Учет газа по месторождениям» (рис. 3), в котором отображается суточное закрытие по ПНГ с возможностью выгрузки данных за любой отчетный период или дату по всем группам месторождений.

В модуле также реализована регламентная отчетная форма ДН-10 (рис. 4) по лицензионным участкам (месторождениям) с возможностью ввода плановых показателей (рис. 5). Это решение позволит обеспечить эффективный контроль выполнения плановых показателей на всех уровнях управления производством как в АО, так и компании.

Для обеспечения эффективности процесса учета ПНГ в модуле «ЦДС-ДНС/ППН» все специалисты диспетчерской службы и цехов подготовки нефти и газа прошли централизованное обучение начальным навыкам работы с новым функционалом на базе Отрадненского учебного центра.

Рис. 2. Окно «Закрытие по газу»

Рис. 4. Отчетная форма ДН-10

Рис. 3. Учет газа по месторождениям

Рис. 5. Форма для ввода плановых показателей

По окончании опытно-промышленной эксплуатации модуля были проведены следующие мероприятия:

- выпущен распорядительный документ о назначении персональной ответственности руководителей и специалистов цеховых подразделений УПНГ за своевременный и качественный ввод данных о работе производственных объектов [2];
- обновлено положение о порядке ввода и движения нефтепромысловой информации в программном комплексе «Цеховая диспетчерская система» [3];
- круглосуточный мониторинг и обслуживание функционала по учету ПНГ (поручены службе сопровождения ООО ИК «СИБИНТЕК»).

Результаты внедрения модуля

Автоматизация оперативного учета ПНГ при помощи программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» КИС ТИС-Добыча» позволила решить следующие проблемы:

- 1) исключить трудоемкий процесс сбора, проверки и объединения полученных от цеховых подразделений первичных данных с СИКГ;
- 2) контролировать технологический процесс по каждому объекту подготовки нефти и газа в режиме реального времени;
- 3) выполнять «закрытие суток» и учет всех основных показателей добычи и использования газа с разбивкой как по месторождениям и цехам до-

бычи нефти и газа, так и по регионам, и по АО в целом;

4) реализовать автоматизированный расчет основных и вспомогательных показателей материального баланса по газу с последующим формированием таких трудоемких регламентных отчетов, как ДН-10, по каждому месторождению;

5) осуществлять качественный контроль объемов сжигания ПНГ на факельных установках по всем производственным объектам, а также выполнение лицензионных соглашений по уровню использования ПНГ на месторождениях АО;

6) организовать хранение исторических данных в единой базе данных с последующей отменой дублирующих Excel-форм;

7) обеспечивать доступ сотрудников к аналитическим отчетам, что существенно повысит производительность труда специалистов, выполняющих анализ текущей ситуации с системой сбора, подготовки и транспорта попутного нефтяного газа от объекта добычи до конечного потребителя;

8) оперативно предоставлять информацию на все уровни управления компании.

Заключение

Успешное решение задачи по обеспечению автоматизации процесса оперативного учета объемов добычи, использования и утилизации ПНГ на базе программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» КИС «ТИС-Добыча» с соблюдением материального баланса движения углеводородного сырья позволила АО «Самаранефтегаз» перейти на качественно новый уровень оценки производственного процесса и существенно повысить эффективность работы его подразделений. Накопленный опыт рекомендуется использовать на других предприятиях компании, где установлен КИС «ТИС-Добыча».

Список литературы

1. Методические указания Компании «Порядок определения количества попутного нефтяного газа, добытого по участку недр нефтегазодобывающим дочерним Обществом ОАО «НК «Роснефть» №П1-01.05 М-0037 версия 1.00, введенная в действие приказом ОАО «Самаранефтегаз» №956-П от 06.08.12 г.
2. Распоряжение №009-Р от 05.04.16 г. «О назначении ответственных лиц за техническую поддержку, сопровождение и эксплуатацию информационных систем «Оперативно – диспетчерская система» и «Трубопроводы –OIS Pipe».
3. Положение АО «Самаранефтегаз» «Порядок ввода и движения нефтепромысловой информации в программном комплексе «Цеховая диспетчерская система» № ПЗ-04 Р-0143 ЮЛ-035 версия 1.03.

References

1. Company guidelines no. P1-01.05 M-0037 V. 1.00 "Poryadok opredeleniya kolichestva poputnogo neftyanogo gaza, dobytogo po uchastku neдр neftegazodobyvayushchim dochernim Obshchestvom ОАО "NK "Rosneft" (The procedure for determining the amount of the associated petroleum gas produced at subsurface area of oil and gas producing subsidiaries of OJSC «NK» Rosneft), put into operation by Samaraneftgas JSC order no. 956-P ot 06.08.2012.
2. Order no. 009-P ot 05.04.2016 "O naznachenii otvetstvennykh lits za tekhnicheskuyu podderzhku, soprovozhdenie i ekspluatatsiyu informatsionnykh sistem "Operativno – dispatcher'skaya sistema" i "Truboprovody –OIS Pipe" (On the appointment of the persons responsible for technical support, maintenance and operation of information systems «Operative and dispatch system» and «Pipelines -OIS Pipe»).
3. The disposition of Samaraneftgas no. P3-04 R-0143 YuL-035 V. 1.03. "Poryadok vvoda i dvizheniya neftepromyslovoy informatsii v programmnom komplekse "Tsekhovaya dispatcher'skaya sistema" (Input order and flow of oilfield information in the software package «The guild dispatch system»).

Рефераты

Выпуск 45 (октябрь-декабрь 2016 г.)

Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири

С.Е. Агалаков (ООО «ТННЦ»), В.Б. Хмелевский, О.В. Бакуев, О.А. Лознюк (ПАО «НК «Роснефть»)

На основании выполненных региональных и детальных стратиграфических схем в интервале надсеноманских отложений Западной Сибири в совокупности с сейсмическими данными показано отличное от утвержденных региональных стратиграфических схем строение турон-коньяк-сантонских отложений. Основные отличия заключаются в следующем: ипатовская свита входит в кузнецовский горизонт; ипатовская свита и газсалинская пачка образуют единый резервуар; нижнеберезовская подсистема является стратиграфическим аналогом нижней части славгородской, а не ипатовской свиты. Возникающие при этом противоречия возрастных определений необходимо преодолевать путем полной ревизии биостратиграфических материалов.

Background to the reconsideration of the lithofacies and biostratigraphic models of Turonian-Coniacian-Santonian sediments of Western Siberia

S.E. Agalakov (TNNC LLC, RF, Tyumen), V.B. Khmelevsky, O.V. Bakuev, O.A. Loznyuk (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)

On the ground of completed regional and detailed stratigraphic schemes in the interval of overcenomanian sediments of Western Siberia in conjunction with seismic data it is shown that the structure of Turonian-Coniacian-Santonian sediments differs from the approved regional stratigraphic schemes. Basic difference: Ipatovskaya formation is a part of kuznecovskiy horizon; Ipatovskaya formation and Gazsalinskaya member form a single reservoir; Lower Berezovskaya subformation is a stratigraphic equivalent to a lower parts of Slavgorodskaya formation rather than Ipatovskaya formation. It is necessary to overcome the emergent controversies of age determinations with full review of biostratigraphic materials.

Синтетические базовые масла

И.А. Арутюнов, А.В. Кулик, С.Н. Потапова, О.Л. Иваниско, Д.В. Светиков, Е.В. Королев (ООО «РН-ЦИР»)

Рассмотрены основные виды синтетических базовых масел, способы их получения и основные области применения. Представлено сравнение различных типов синтетических базовых масел с наиболее распространенными полиальфаолефиновыми маслами. Показана перспективность использования синтетических базовых масел, особенно на основе полиальфаолефинов.

Synthetic base oils

I.A. Arutyunov, A.V. Kulik, S.N. Potapova, O.L. Ivanisko, D.V. Svetikov, E.V. Korolev (United Research and Development Centre LLC, RF, Moscow)

In the review the main types of synthetic base oils, the methods of their synthesis and main application fields are considered. Different types of synthetic base oils are compared with the most commonly used polyalphaolefinic ones. The prospective of synthetic base oils usage especially polyalphaolefinic ones is shown.

Исследования дрейфа ледяных образований на шельфе Российской Арктики с помощью автоматических радиомаяков спутниковой системы ARGOS

И.В. Бузин, Е.У. Миронов (ФГБУ «Арктический и антарктический НИИ»), Н.А. Сухих (Санкт-Петербургский гос. университет), В.А. Павлов, К.А. Корнишин (ПАО «НК «Роснефть»), Я.О. Ефимов (ООО «Арктический научно-проектный центр шельфовых технологий»)

Представлены основные результаты исследований дрейфа ледяных полей и айсбергов, проводившихся в трех зимних экспедициях, организованных ПАО «НК «Роснефть» в 2013–2015 гг. на акваториях морей Лаптевых, Карского и Восточно-Сибирского. Рассмотрены вопросы постановки экспериментов, используемого оборудования. Даны оценки собранной базы данных дрейфа ледяных образований. Приведены некоторые результаты анализа дрейфа: средняя скорость, траектория. Выполнен сравнительный анализ основных результатов и ранее полученных оценок.

Investigation of drift of the ice features on the Russian Arctic Offshore with the help of automatic radio beacons based on the ARGOS satellite system

I.V. Buzin, E.U. Mironov (Arctic and Antarctic Research Institute, RF, Saint-Petersburg), N.A. Sukhikh (Saint-Petersburg State University, RF, Saint-Petersburg), V.A. Pavlov, K.A. Kornishin (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow), Ya.O. Efimov (Arctic Research Center, RF, Saint-Petersburg)

The paper presents main results of ice floes studies and icebergs drift during three winter Rosneft research expeditions in 2013–2015 in the Kara Sea, Laptev Sea and East Siberian Sea. The set-up of the experiments and the use of the equipment are discussed; estimations of the database of ice features drift are given. Some results of ice drift analysis are presented (estimation of mean ice drift velocity, results of the trajectories analysis, comparative analysis of the main expeditions' results with previous assessments).

О проблеме образования нетипичных сероорганических отложений в теплообменном оборудовании установок первичной переработки нефти

**А.Р. Вартапетян, А.А. Зуйков (ПАО «НК «Роснефть»),
А.Н. Монахов (ООО «Коррсистем»),
И.И. Федоров (АО «Средневожский НИИП»)**

Рассмотрена проблема образования сероорганических отложений в процессе работы оборудования установок первичной переработки нефти. Установлены наиболее вероятные источник и механизм образования таких отложений. На стадиях добычи и транспортировки нефти в ее состав включаются формальдегидсодержащие поглотители сероводорода. Приведены данные о влиянии подобных отложений на скорость коррозии оборудования в «горячих» и «холодных» зонах нефтеперерабатывающего оборудования. Определены организационные мероприятия по исключению подобного влияния.

Анализ неопределенностей на основе геологической модели - первый шаг снятия рисков при подготовке месторождения для промышленной разработки

**Д.А. Вирский, М.С. Анохина, Я.А. Мирясова
(ООО «ТНЦ»)**

Выполнен анализ неопределенностей геологической модели Северо-Венинского месторождения, оценены диапазоны изменения параметров неопределенностей. Рассчитаны базовый, максимальный и минимальный варианты распределения запасов. Вероятностное распределение запасов показывает хорошую сходимость варианта P50 относительно базового с учетом неопределенностей цифровой модели. На основе карт рисков составлен рейтинг бурения проектных скважин. Результаты выполненной работы планируется использовать при гидродинамическом моделировании и расчете прогнозных профилей добычи.

Расчет и выбор глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах

Е.А. Гершкарон (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть»)

Выведены расчетные критерии для определения глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора при разработке конструкции газовой скважины.

Свойства и применение новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов на объектах АО «Самаранефтегаз»

**В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов (АО «Самаранефтегаз»),
А.А. Шмидт (ООО «Нефтехимсервис Самара»),
А.В. Марносов, С.П. Кулешов (ООО «СамарНИПИнефть»)**

Разработана новая кислотно-углеводородная эмульсия на основе соляной кислоты и углеводородного растворителя, предназначенная для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов при обводненности продукции скважин 50-80 %. Рассмотрены физико-химические свойства эмульсии, а также результаты опытно-промышленных испытаний технологии, разработанной на ее основе для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов.

The problem of atypical sulfur-organic sediments formation in the crude distillation unit's heat exchangers of oil refineries

**A.R. Vartapetyan, A.A. Zuykov
(Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow),
A.N. Monakhov (Korrsistem OOO, RF, Moscow),
I.I. Fedorov (Srednevolzhsky Research Institute
of Oil Refining JSC, RF, Novokuibyshevsk)**

The article considers the problem of sulfur-organic deposits formation in the process equipment of oil refineries during primary oil processing. The most likely source and mechanism of formation of such deposits has been established. It associated with involvement in the oil at the production and transportation stages of formaldehyde-based hydrogen sulfide scavengers. The impact of such deposits on the corrosion rate of the refineries equipment in the "hot" and "cold" zones has been investigated. Defined the institutional arrangements to eliminate these negative impacts.

Uncertainty analysis on basis of geological model – first step for the removal of risks at field preparation for commercial development

**D.A. Virskiy, M.S. Anokhina, Y.A. Miryasova
(TNCC LLC, RF, Tyumen)**

The work includes uncertainty analysis of geological model (Severo-Veninskoe field), evaluation of ranges of uncertainty parameters changing. Basic, Maximum and Minimum variants of reserves distribution were calculated. Probability distribution of reserves demonstrates good convergence of P50 compared with basic variant taking into account model uncertainties. On basis of risk map the rating of planned well drilling was prepared. Results of realized work will be used in dynamic modeling and production profile calculation.

The selection and calculation of the depth of the shoe intermediate casing and the conductor in the gas wells

**E.A. Gershkaron
(RN-KrasnoyarskNIPIneft LLC, RF, Krasnoyarsk)**

The calculation formulas the criteria for determining the depth of the shoe intermediate casing and the conductor at the design of the gas wells.

Properties and case record of the new acid-hydrocarbon emulsion for stimulation of high water cut carbonate reservoirs in Samaraneftegas JSC

**V.A. Elesin, R.T. Latypov
(Samaraneftegas JSC, RF, Samara),
A.A. Shmidt (Neftekhimservis Samara LLC, RF, Samara),
A.V. Marnosov, S.P. Kuleshov
(SamaraNIPIneft LLC, RF, Samara)**

A new acid-hydrocarbon emulsion based on hydrochloric acid and a hydrocarbon PR-10 solvent designed for the treatment of bottom-hole zone of carbonate reservoirs with 50-80% water cut of products from the wells is developed. Physicochemical characteristics of the emulsion, as well as experimental field tests results of stimulation technology of high water cut carbonate reservoirs on its basis are discussed.

Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин на фациально-изменчивых низкопроницаемых коллекторах тюменской свиты Красноленинского месторождения

Д.В. Емельянов, А.В. Жарков (АО «РН-Няганьнефтегаз»), А.С. Глебов, И.А. Лиходед (ООО «ТННЦ»)

Рассмотрены наиболее важные проблемы, возникающие в процессе сопровождения бурения горизонтальных скважин (ГС) с применением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в неоднородных и низкопроницаемых коллекторах тюменской свиты Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения, а также пути их решения. Тюменская свита как геологический объект характеризуется резкой фациальной изменчивостью континентальных отложений как по разрезу, так и по латерали, большим этажом нефтеносности, амплитудными перепадами кровли пласта, а также недостаточной изученностью. Применение новых подходов, а также отлаженные действия опытной команды позволяют повысить эффективность бурения ГС с МГРП на Ем-Еговской площади Красноленинского месторождения.

Результаты наблюдений морских млекопитающих в ходе полевых работ, организованных Арктическим научным центром

А.И. Исаченко, В.А. Павлов

(ООО «Арктический Научный Центр»),

Д.А. Удовик, Д.М. Глазов (Институт проблем экологии и эволюции имени А.Н. Северцова РАН)

Приведены результаты анализа встречаемости морских млекопитающих в ходе проводимых специалистами ООО «Арктический научный центр» попутных судовых наблюдений при проведении геофизических исследований и комплексных экспедиционных работ. Попутные судовые наблюдения в настоящее время являются одним из самых эффективных инструментов изучения териофауны морей Арктической зоны, особенно в ледовый период, когда подавляющая площадь акватории арктических морей покрыта льдами. Основной целью исследований являлось получение достоверной информации о распространении морских млекопитающих в Арктических водах.

В ходе экспедиций 2014-2016 гг. получены данные о встречах более 5000 особей морских млекопитающих за период наблюдений длительностью более 400 сут.

Опыт закрепления проппанта в условиях низких температур верхнечонского горизонта

Д.В. Кушнаренок, Д.И. Хохлов (ПАО «ВЧНГ»),

Р.Я. Харисов (ООО «РН-Уфанипинефть»),

А.Н. Комиссаров, Д.А. Ивановская (ООО «РН-ГРП»)

Приведены первые результаты испытания технологии химического закрепления низкотемпературного проппанта после гидроразрыва пласта в условиях низких температур Верхнечонского месторождения ПАО «ВЧНГ». В результате получен эффект в виде снижения выноса проппанта при освоении и эксплуатации скважины, увеличения наработки на отказ ЭЦН, снижения затрат на капитальный ремонт скважин с заменой ЭЦН и применение колтюбинга при восстановлении забоя в горизонтальных скважинах.

Продукты оксосинтеза в производстве сложноэфирных смазочных масел

Д.В. Марочкин, Ю.Г. Носков, Т.Е. Крон, О.Г. Карчевская, Г.А. Корнеева (ООО «РН-ЦИР»)

Проанализированы мировые тенденции развития оксосинтеза и производства на основе продуктов оксосинтеза многоатомных спиртов (неополиолов), жирных кислот и сложных эфиров. Показано, что компоненты для производства синтетических

Maintenance of horizontal wells drilling in facies-unstable low-permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field

D.V. Emelyanov, A.V. Zharkov

(RN-Nyaganneftegas JSC, RF, Nyagan),

A.S. Glebov, I.A. Likhoded (TNNC LLC, RF, Tyumen)

This article covers the most important problems and their solutions in the process, accompanied by drilling of horizontal wells with multi-stage fracturing in heterogeneous low permeability reservoirs of Tyumen suite at Krasnoleninskoye field. As geological object Tyumen suite can be characterized by the sharp facies variability of continental deposits both in cross-section and laterally; abnormally low reservoir permeability; big oil-bearing floor; high amplitudes of structure surfaces; as well as low exploration degree. The above-mentioned activities, as well as combined action of experienced team can help to improve drilling efficiency of horizontal wells with multi-stage fracturing Em-Egovskiy license boundary Krasnoleninskoye field.

Short results of marine mammals' observation program organized by Arctic Research Center

A.I. Isachenko, V.A. Pavlov

(Arctic Research Center LLC, RF, Moscow),

D.A. Udovik, D.M. Glazov

(A.N. Severtsov Institute of Ecology and Evolution, RAS, RF, Moscow)

This article reviews the results of marine mammal sightings during en-route observations from ships in the course of the offshore geophysical surveys and general exploration voyages by Rosneft Arctic Research Center. To date, en-route marine mammal observations is one of the most efficient tools for the studies of the Arctic seas mammal community. It is particularly important in the ice season, when substantial part of the Arctic seas is covered with ice.

The primary objective of these observations is to provide reliable and up-to-date knowledge about the distribution of marine mammals in the Arctic seas. Since 2014, in the course of the offshore exploration voyages, the data from more than 5000 sightings was gathered during more than 400 days of observations. The researchers record the data pertaining to the distribution of marine mammals, biology and behavior of the species, which helps to considerably update the pieces of data on marine mammals populating the Russian Arctic seas.

Experience of proppant fixing at low-temperatures of the Verkhnechonsky horizon

D.V. Kushnarenko, D.I. Khokhlov (VCNG OJSC, RF, Irkutsk),

R.Ya. Kharisov (RN-UfaNIPineft LLC, RF, Ufa),

A.N. Komissarov, D.A. Ivanovskaya (RN-GRP LLC, RF, Moscow)

In the article the first results of low-temperature proppant chemical fixing technology test procedure after fracturing at low temperatures in the Verkhnechonskoye field of Verkhnechonskneftegas PJSC are provided. Tests have established the following effects: decrease of proppant backflow during development and operation of a well; increase of ESP unit time between failures; decrease of workover costs with replacement of ESP unit and application of coiled tubing when face restoring in horizontal wells.

Products of oxo-process in the production of ester lubricating oils

D.V. Marochkin, Yu.G. Noskov, T.E. Kron,

O.G. Karchevskaya, G.A. Korneeva (United Research and Development Centre LLC, RF, Moscow)

Global trends of the oxo-process development and production of polyhydric alcohols (neopolyols), fatty acids and esters based on oxo-products are discussed. It is shown that the basic components of the

сложноэфирных смазочных материалов – неополиолы и кислоты – наиболее рационально могут быть получены из альдегидов, образующихся в процессе оксосинтеза из олефинов C_2-C_4 . Рассмотрены области применения сложноэфирных смазочных масел на основе неополиолов. Рассмотрена отечественная разработка в области «родиевого» оксосинтеза.

Тестирование потокоотклоняющих составов для условий месторождений ПАО «ВЧНГ»

**Ф.К. Мингалишев (ООО «РН-Уфанипинефть»),
А.Ш. Гайсина (Уфимский гос. нефтяной технический университет),
Р.А. Мусин, Д.И. Хохлов, С.В. Поляков (ПАО «ВЧНГ»),
А.В. Фаресов (АО «ОЗНХ»)**

Рассмотрен опыт выполнения подбора реагентов, адаптации технологии и проведения мероприятий по выравниванию профиля приемистости для пластов $ВЧ_1$ и $ВЧ_2$ месторождения, разрабатываемого ПАО «ВЧНГ». Месторождение характеризуется аномально высокой минерализацией пластовой воды и аномально низкими пластовыми температурами. Приведены результаты тестирования осадкообразующих составов и составов на основе обратной эмульсии. Результаты мероприятий подтвердили высокую эффективность применения осадкообразующих составов в уникальных условиях пласта $Вч$.

Комплексный подход к определению характера насыщения низкопроницаемых коллекторов

С.П. Михайлов, Н.О. Новиков (ООО «РН-Уфанипинефть»)
Рассмотрены основные проблемы, возникающие при петрофизическом и геологическом моделировании залежей низкопроницаемых коллекторов. Представлены различные подходы к определению насыщенности коллекторов, а также проверена их прогностическая способность. Предложен метод предварительной оценки характера насыщенности на базе комплексного анализа геолого-геофизической информации, позволяющий сократить риски эксплуатационного бурения на малоизученных залежах сложного строения.

Регламентация процессов планирования, проведения и анализа эффективности ремонтно-изоляционных работ в скважинах ПАО «НК «Роснефть»

**Т.Э. Нигматуллин (ООО «РН-Уфанипинефть»),
С.Е. Горячев, М.А. Александров, С.А. Дубовицкий
(ПАО «НК «Роснефть»)**

Изучен вопрос повышения успешности ремонтно-изоляционных работ, выполняемых в скважинах ПАО «НК «Роснефть». Отмечены актуальность ремонтно-изоляционных работ и предпосылки для разработки нормативного документа, регламентирующего процессы планирования, проведения и анализа эффективности ремонтно-изоляционных работ. Приведена структура разработанного документа – Положения «Планирование, проведение и анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ». Показаны ожидаемый эффект от внедрения Положения и дальнейшие пути его развития.

Организация оперативного учета попутного нефтяного газа на базе программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» в АО «Самаранефтегаз»

**Н.А. Останков, А.Г. Елистратов, К.Л. Пашкевич,
Н.В. Ларионов, Г.Г. Гилаев (АО «Самаранефтегаз»)**

Приведены результаты реализации мероприятий по организации оперативного учета добычи попутного нефтяного газа (ПНГ)

synthetic ester lubricating oils – neopolyols and complementary aliphatic acids – can most efficiently be prepared from aldehydes formed in oxo-process, namely as a result of hydroformylation of lower olefins C_2-C_4 . Applications of neopolyol based ester oils are described.

The testing of flow diverting compositions in conditions of VCNG PJSC fields

**F.K. Mingalishvili (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),
A.S. Gaisina (Ufa State Petroleum Technological University, RF, Ufa),
R.A. Musin, D.I. Khoklov, S.V. Polyakov
(VCNG OJSC, RF, Irkutsk),
A.V. Faresov (Neftechim Technologies, RF, Ufa)**

The reagents selection, adaptation technologies and straightening the injectivity profile for VC_1 and VC_2 reservoirs were researched in this work. This formations characterized by specific conditions: abnormally high salinity of formation water and abnormally low formation temperature. Considering formation conditions, the precipitation composition and based on the water-in-oil emulsion composition were tested and offered. According to the results of action plan, the injectivity profile project strategy for VCNG PJSC was chosen correct, and the precipitation compositions have shown high efficiency.

An integrated approach to the determination of saturation of low-permeability reservoirs

S.P. Mikhaylov, N.O. Novikov (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)
This work illustrates main problems arising at petrophysical and geological modeling of deposits in low-permeability collectors. Different approaches to determination of saturation in collectors are examined, and also their predictive capability is checked. On the base of the complex analysis of geologic-geophysical information we offer the method of a provisional estimate character of saturation and reduce risks of development drilling in poorly studied complex structured deposits.

The regulation of the processes of planning, implementation and analysis of efficiency of remedial cementing and water shutoff operations in Rosneft Oil Company

**T.E. Nigmatullin (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa),
S.E. Goryachev, M.A. Aleksandrov, S.A. Dubovitskiy,
(Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)**

The paper considers enhancing the success of remedial cementing and water shutoff operations in the wells of Rosneft Company. The relevance of remedial cementing and water shutoff operations and the preconditions for the development of requirements document regulating the processes of planning, performance and analysis of efficiency of remedial cementing and water shutoff operations are pointed out. The structure of the document developed – the Statute "Planning, implementation and analysis of efficiency of remedial cementing and water shutoff operations" – is briefly highlighted. The expected effect of the approval of the Statute and further paths of its development are provided.

Organization of the operative accounting of associated petroleum gas based on the software module "CDS-BS/ OTS" in Samaraneftegas

**N.A. Ostankov, A.G. Elistratov, K.L. Pashkevich,
N.V. Larionov, G.G. Gilaev (Samaraneftegas JSC, RF, Samara)**

To organize the operational account of extraction of associated petroleum gas (APG) in Samaraneftegas there were carried out

путем оснащения объектов нефтегазодобычи необходимыми средствами измерения в АО «Самаранефтегаз». Выполнена модернизация программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» корпоративного комплекса информационных систем «ТИС-Добыча». Данные мероприятия позволили повысить качество первичных данных и автоматизировать процесс распределения результатов расчета ПНГ между объектами разработки.

Техническое регулирование и региональная стандартизация в газовой отрасли в Евразийском экономическом союзе

М.А. Петровский (ПАО «НК «Роснефть»)

Рассмотрены вопросы современного состояния технических регламентов и стандартов в газовой отрасли в Евразийском экономическом союзе (ЕАЭС). Дано описание масштабов и эффективности систем газоснабжения в ЕАЭС и в мире. Показаны роль и функции региональных стандартов, обоснована необходимость создания института отраслевой стандартизации.

О техническом регламенте Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»

М.А. Петровский (ПАО «НК «Роснефть»),

З.М. Юсупова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Рассмотрен технический регламент Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию». Приведено описание требований технического регламента, схем оценки соответствия, целей и задач регулирования, стандартов для выполнения требований регламента и плана дальнейшей стандартизации.

Широкополосная обработка сейсморазведочных данных 3D на примере шельфа Черного моря

А.В. Филимонов, Н.К. Мясоедов, С.В. Горбачев (ООО «РН-Шельф-Арктика», ООО «РН-Эксплорейшн»).

Рассмотрены основные принципы выполнения широкополосной обработки на примере сейсморазведочных данных 3D, полученных в глубоководной части шельфа Черного моря с помощью сейсмических кос, буксируемых в водном слое на постоянной глубине. Особое внимание уделено проблемам недостаточности энергии низких и высоких частот на исходных данных. Наглядно показано преимущество использования широкополосной обработки для последующего выполнения акустической инверсии.

Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях АНПД

К.А. Чернокалов, А.Г. Пушкарский

(АО «Востсибнефтегаз»),

А.М. Поляруш (Schlumberger, MI Swaco),

М.И. Кошчер (Schlumberger, Drilling & Measurements)

Представлены задачи и результаты первой опытно-промышленной работы (ОПР) по применению систем бурения с контролем давления на Юрубчено-Тохомском нефтегазоконденсатном месторождении. На основании проведенной ОПР можно будет сделать выводы о целесообразности применения данной технологии для повышения эффективности бурения, разработки и эксплуатации месторождений с коллекторами кавернозно-трещинного типа.

activities to equip oil and gas production facilities with necessary tools of measurement and there also was upgraded software module “CDS (central dispatch service) - BS (booster station) /OTS (oil treatment station)” of corporate complex of information systems “TIS-Dobycha”. These measures allowed to improve the quality of primary data and to automate the process of distribution of the results of calculation of the APG between objects.

The technical regulation and regional standardization in the natural gas industry of the Eurasian Economic Union

M.A. Petrovskiy (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow)

The article deals with the state of art of technical regulations and standards in the natural gas industry of the Eurasian Economic Union. There are descriptions of the scale and efficiency of the gas supply systems in the Eurasian Economic Union and in the world. The article describes the role and functions of the regional standards, and the need for the institute of standardization in the petroleum and natural gas industry.

About the Eurasian Economic Union technical regulation for natural gas prepared for use and transportation

M.A. Petrovskiy (Rosneft Oil Company PJSC, RF, Moscow),

Z.M. Usupova (Gazprom VNIIGAZ LLC, RF, Moscow)

The article deals with the Eurasian Economic Union technical regulation for natural gas prepared for use and transportation. The article describes the regulation's requirements, conformity assessment schemes, objectives and tasks for regulation, standards for use and standardization plan.

Broadband processing of 3D seismic data on the example of the Black Sea shelf

A.V. Filimonov, N.K. Myasoedov, S.V. Gorbachev

(RN-Shelf-Arctic LLC, RN-Exploration LLC, RF, Moscow)

The article describes the basic principles of implementation of broadband processing, on the example 3D seismic data acquired in the deep-water part of the Black Sea shelf by seismic streamer towed in the water layer at a constant depth. A lot of attention is paid to the problems of insufficient energy at low and high frequencies on the raw data. The benefits of using broadband processing for later execution acoustic inversion are clearly shown.

Pressure management while drilling systems implementation in carbonate formation with abnormally low reservoir pore pressure

K.A. Chernokalov, A.G. Pushkarskiy

(East-Siberian Oil and Gas Company JSC, RF, Krasnoyarsk),

A.M. Polyarush (Schlumberger, MI Swaco, RF, Moscow),

M.I. Koshcher (Schlumberger, Drilling & Measurements, RF, Moscow)

The main objectives and results of the first MPD job on Yurubcheno-Tokhomskoye field are presented in this article. Based on result of this job the conclusion for such technology utilization on the oil-gas fields with highly fractured carbonate formation could be done. The utilization of this technology is focused on drilling efficiency increasing as well as the efficiency of exploration and exploitation of oil fields overall.

Алфавитный перечень статей, опубликованных в Научно-техническом вестнике ОАО «НК «Роснефть» в 2016 году

КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ

Вторая конференция «Технологии в области разведки и добычи ПАО «НК «Роснефть» 2016».....	4-3
Итоги научно-практического семинара ОАО «НК «Роснефть»	
«Пространственная интерпретация данных геофизических исследований в горизонтальных скважинах».....	2-4
Итоги X межрегиональной конференции молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть»	1-3
Конференция по вопросам разработки газовых месторождений	4-14

ЭКОНОМИКА, УПРАВЛЕНИЕ, КАДРЫ

Гилаев Г.Г., Гладунов О.В., Гришагин А.В., Гуров А.Н., Каверин А.А. Повышение достоверности экономических оценок мероприятий по оптимизации сооружений при наземном обустройстве нефтяных одиночных скважин	2-53
Тимонов А.В., Басыров М.А., Хасанов И.Ш. Организация комплексной системы нормирования, планирования и учета фактических трудозатрат на создание проектно-технологической документации на разработку месторождений.....	3-3

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Агалаков С.Е., Хмелевский В.Б., Бакуев О.В., Лознюк О.А. Предпосылки к пересмотру литофациальной и биостратиграфической моделей турон-коньяк-сантонских отложений Западной Сибири	4-28
Арутюнов Т.В., Савенок О.В. Экспериментальные исследования глинисто-кремнистых сланцевых пород с точки зрения способности создания новых поверхностей	2-38
Бокарев А.Ю., Ризванов М.Дж. Особенности интерпретации данных геофизических исследований LWD в горизонтальных скважинах в условиях тонкой слоистости.....	3-49
Ведерников Н.Е., Харлов А.Н., Богатов В.И., Большев Е.А., Леонтьев Д.С., Чепрасов А.В. Опыт успешного применения технологии картирования коллектора на Лебединском месторождении	3-22
Вирский Д.А., Анохина М.С., Мирясова Я.А. Анализ неопределенностей на основе геологической модели – первый шаг для снятия рисков при подготовке месторождения к промышленной разработке	4-40
Гагарин А.В., Газизов Р.К., Новиков Н.О., Кудашов К.В., Филимонов В.П. Перспективы использования информации, полученной при исследовании горизонтальных скважин, в корпоративных инструментах геологического моделирования.....	2-15
Гайдук А.В., Каширина Е.Г., Редькин Н.А., Данько Е.А., Филичев А.В., Петров А.Н. Закономерности развития перспективных карбонатных объектов в венд-кембрийском осадочном чехле южной части Сибирской платформы.....	3-28
Гайдук А.В., Фомин А.Е., Твердохлебов Д.Н., Батищева А.М., Митюков А.В., Филичев А.В. Выявление перспективных на нефть и газ объектов в подсоловом карбонатном комплексе Непско-Ботубинской антеклизы по результатам переобработки и переинтерпретации архивных данных МОГТ-2D	3-44
Елисеев А.Н., Скуба Д.А., Томашев Д.В., Чумичева А.А., Савинов А.В. Перспективы доразведки берриасских отложений нижнего мела Восточного Ставрополя	2-42
Елисеева Л.Д., Стунжа Г.С., Шмыглы К.О., Бовыкин А.А. Применение нового концептуального подхода к использованию данных ГИС в горизонтальных и сильно искривленных скважинах.....	3-32
Запивалов Н.П. Нефтегазовая наука и практика XXI века: новые идеи и парадигмы	2-32
Козяев А.А., Смоленцев Е.И., Бибик А.Н., Закревский К.Е. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири	1-11
Немирович Т.Г., Серкин М.Ф., Вилесов А.П. Вторичная пустотность карбонатных отложений и ее роль в анизотропии проницаемости горных пород.....	3-38
Стрельцова К.А., Колесников В.А., Терешкин В.В., Хамитов И.Г., Манасян А.Э., Папухин С.П. Уточнение границ распространения ангидритового плато на юго-востоке Самарской области.....	3-58
Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Сулова А.А., Фадеева Н.П., Савченко С.И., Тимошенко О.М. Резервуары нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна.....	2-46
Филимонов А.В., Горбачев С.В., Мясоедов Н.К. Широкополосная обработка сейсморазведочных данных 3D на примере шельфа Черного моря	4-36
Хайрутдинов Р.А., Филинкова Е.С., Бутенкова А.С., Гаврик С.С. Расчет электрической анизотропии по данным азимутального датчика глубокого измерения удельного электрического сопротивления ADR™ в процессе бурения	2-28
Щетинина Н.В., Мальшаков А.В., Басыров М.А., Зырянова И.А., Ганичев Д.И., Яценко В.М. Новые подходы и технологии интерпретации данных геофизических исследований горизонтальных скважин	2-6
Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Дармаев Б.А. Геофизическое сопровождение эксплуатации действующих горизонтальных скважин на Верхнечонском месторождении: текущее состояние и перспективы развития	2-20

БУРЕНИЕ И ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

Гершкарон Е.А. Расчет и выбор глубины установки башмака промежуточной колонны и кондуктора в газовых скважинах	4-52
Емельянов Д.В., Жарков А.В., Глебов А.С., Лиходед И.А. Опыт сопровождения бурения горизонтальных скважин на фациально-изменчивые низкопроницаемые коллекторы тюменской свиты Красноленинского месторождения.....	4-48
Киселева С.О., Порошин В.В., Яшков В.А. Применение гидрогелевых растворов при бурении боковых наклонно направленных и горизонтальных стволов	1-16
Повалихин А.С., Близнюков В.Ю. Особенности формирования внутрипластовых нефтепромысловых систем на основе технологии горизонтального бурения	3-63
Семин А.В., Чуркин О.А., Киекбаев А.А. Результаты промыслово-технологических испытаний ударного винтового забойного двигателя.....	3-68
Чернокалов К.А., Пушкарский А.Г., Поляруш А.М., Кошчер М.И. Применение систем контроля давления для скважин с трещиноватым коллектором в условиях аномально низкого пластового давления.....	4-45

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Анурьев Д.А., Гладков А.В., Игнатьев Н.А., Чупров А.А., Мусин Р.А., Баянов В.А. Мониторинг разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения	2-56
Елесин В.А., Латыпов Р.Т., Шмидт А.А., Марносов А.В., Кулешов С.П. Свойства и опыт применения новой кислотно-углеводородной эмульсии для стимуляции высокообводненных карбонатных коллекторов в АО «Самаранефтегаз»	4-60
Жуков В.С., Степанова Т.В. Повышение эффективности разработки пластов с использованием технологии бурения многозабойных скважин.....	1-42
Кузеванов М.А., Глумов Д.Н., Бучинский С.В. Интегрированная модель системы пласт – скважина – система сбора – система подготовки многопластового нефтегазоконденсатного месторождения.....	1-25
Кушнаренко Д.В., Хохлов Д.И., Харисов Р.Я., Комиссаров А.Н., Ивановская Д.А. Опыт закрепления проппанта в условиях низких температур Верхнечонского горизонта	4-56
Лознюк О.А., Нигматуллин Ф.Н., Сильнов Д.В., Исламов Р.Р. Повышение эффективности газодинамических исследований скважин на примере месторождений Западной Сибири.....	1-38
Марьин Д.Ф., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я., Иващенко Д.С. Автоматизированный анализ гидродинамического взаимодействия добывающих и нагнетательных скважин как инструмент быстрого поиска источников обводнения низкопроницаемых коллекторов с развитием трещин автоГРП	3-77
Машканцева Т.И., Князев А.В., Олюнина А.Г., Канайкин С.П. Комплексный подход к выбору скважин-кандидатов для геолого-технических мероприятий (на примере Талинского лицензионного участка Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения)	1-34
Мингалишев Ф.К., Гайсина А.Ш., Мусин Р.А., Хохлов Д.И., Поляков С.В., Фаресов А.В. Тестирование потокоотклоняющих составов для условий месторождений ПАО «ВЧНГ»	4-64
Михайлов С.П., Новиков Н.О. Комплексный подход к определению характера насыщения низкопроницаемых коллекторов	4-69
Останков Н.А., Козлов С.А., Кашаев Д.В., Нечаев А.С., Гилаев Г.Г., Дьячук И.А., Князева Е.В. Довыработка истощенных нефтяных коллекторов на примере Казанского и Медведевского нефтяных месторождений АО «Самаранефтегаз».....	2-60
Питюк Ю.А., Давлетбаев А.Я., Мусин А.А., Ковалева Л.А., Марьин Д.Ф., Фурсов Г.А. Оценка влияния различных температурных эффектов на изменение температуры в призабойной зоне пласта	1-28
Питюк Ю.А., Давлетбаев А.Я., Мусин А.А., Марьин Д.Ф., Ковалева Л.А., Мумбер П.С. Приближенная оценка фильтрационных параметров ближней зоны пласта нагнетательных скважин на основе анализа температурных данных.....	3-71
Сидоров И.В., Фоминых О.В., Ведерников Н.Е. Оценка эффективности реализации технологии площадной циклической закачки пара при разработке месторождений высоковязких нефтей.....	2-65
Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Исследование и прогноз аномально высокого пластового давления на Приразломном нефтяном месторождении	1-20

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

Бузин И.В., Миронов Е.У., Сухих Н.А., Павлов В.А., Корнишин К.А., Ефимов Я.О. Исследования дрейфа ледяных образований на шельфе Российской Арктики с помощью автоматических радиомаяков спутниковой системы ARGOS	4-4
Исаченко А.И., Павлов В.А., Удовик Д.А., Глазов Д.М. Результаты наблюдений морских млекопитающих в ходе полевых работ, организованных Арктическим научным центром	4-10
Корнишин К.А., Павлов В.А., Смирнов В.Н., Ньюбом А.А., Ефимов Я.О. Опыт крупномасштабных испытаний прочности ледяных полей на изгиб в Карском море и море Лаптевых.....	2-85
Корнишин К.А., Павлов В.А., Шушлебин А.И., Ковалев С.М., Ефимов Я.О. Определение локальной прочности льда с помощью скважинного зонда-индентора в морях Карском и Лаптевых	1-47
Бакиров Р.И., Попов М.С., Бердин С.М. Первый опыт применения плунжерных насосов с погружным линейным электроприводом в ОАО «НК «Роснефть».....	2-72

Калинкина Н.В., Чертовских Е.О., Кунаев Р.У., Ключин И.Г., Вахромеев А.Г., Алексеев С.В. Организация эффективной защиты скважин от солеотложений химическими методами на примере Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения	1-52
Ключин И.Г., Уразаков К.Р., Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Байбури Б.Х., Усманов Р.В. Тепловой режим работы скважинной насосной установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов	2-68
Ключин И.Г., Утарбаев А.И., Уразаков К.Р., Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Байбури Б.Х., Усманов Р.В. Насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов на базе ЭЦН-СПН	1-58
Якимов С.Б., Каверин М.Н., Тарасов В.П., Куряев С.В., Голубь И.М., Колпаков М.А. Исследование закономерностей деградации подачи установок электроцентробежных насосов при эксплуатации скважин Самотлорского месторождения.....	3-83

СБОР И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Акименко В.В., Перунов Р.Е., Останков Н.А., Козлов С.А., Пашкевич К.Л., Нечаев А.С., Борисов Г.К. Повышение степени разрушения структурно-механических барьеров дисперсной фазы при подготовке нефти и газа	1-66
Гиляев Г.Г., Гладунов О.В., Гришагин А.В., Кологреева Т.И. Промышленное внедрение отечественного инновационного оборудования для подготовки нефти на промысле Самарской области	2-76
Карманов В.С., Биктимиров А.А. Комплексный подход к решению проблем сепарационного оборудования	1-62
Смыслов В.А., Мелешко М.С., Чаплыгина Т.П., Хамитов И.Г., Гладунов О.В., Попов Ю.Ю. Математические подходы к решению задач реинжиниринга	2-80

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

Кинчаров А.И., Белоглазов А.Г., Бельснер М.В., Горохов Е.А. Модернизация камер пуска-приема очистных устройств для внутритрубного технического диагностирования на трубопроводах АО «Самаранефтегаз»	1-71
--	------

СТАНДАРТИЗАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

Запевалов Д.Н., Маянц Ю.А., Елфимов А.В. Актуальные вопросы совершенствования нормативной документации для объектов нефтегазового комплекса	2-90
Красулин И.Д. О стандартизации в строительстве.....	1-74
Нефедов С.В., Трифонов О.В., Черний В.П. Система технического регулирования РФ в области проектирования объектов нефтегазовой промышленности: проблемы и перспективы.....	1-75
Нигматуллин Т.Э., Горячев С.Е., Александров М.А., Дубовицкий С.А. Регламентация процессов планирования, проведения и анализа эффективности ремонтно-изоляционных работ в скважинах ПАО «НК «Роснефть»	4-15
Петровский М.А. О формировании системы технического регулирования Таможенного союза	3-14
Петровский М.А. Техническое регулирование и региональная стандартизация в газовой отрасли в Евразийском экономическом союзе.....	4-18
Петровский М.А., Аграфенин С.И. О концепции технического регулирования в нефтегазовой отрасли	3-6
Петровский М.А., Юсупова З.М. О техническом регламенте Евразийского экономического союза «О безопасности газа горючего природного, подготовленного к транспортированию и (или) использованию»	4-24
Финагенов О.М. Морские нефтегазопромысловые сооружения в сейсмических районах	3-18

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Онегова Ю.С., Деев О.А. Автоматизация процесса разработки и согласования смет и калькуляций в нефтесервисных предприятиях.....	3-88
Останков Н.А., Елистратов А.Г., Пашкевич К.Л., Ларионов Н.В., Гиляев Г.Г. Организация оперативного учета попутного нефтяного газа на базе программного модуля «ЦДС-ДНС/ППН» в АО «Самаранефтегаз»	4-92
Рыбаков Е.А., Стариков Д.П., Зебзеев А.Г., Громаков Е.И. Акустическая камера для диагностики насосных агрегатов	1-78

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЕ

Арутюнов И.А., Кулик А.В., Потапова С.Н., Иванисько О.Л., Светиков Д.В., Королев Е.В. Синтетические базовые масла	4-87
Бабкин К.Д., Фролченко С.В., Саморукова О.Д., Журавлев В.А. Возможности математического моделирования облагораживающих процессов производства компонентов бензинов класса Евро-5	1-82
Вартапетян А.Р., Зуйков А.А., Монахов А.Н., Федоров И.И. О проблеме образования нетипичных сероорганических отложений в теплообменном оборудовании установок первичной переработки нефти	4-82
Марочкин Д.В., Носков Ю.Г., Крон Т.Е., Карчевская О.Г., Корнеева Г.А. Продукты оксосинтеза в производстве сложнэфирных смазочных масел.....	4-74
Нечаева О.А., Морозова Е.В. Оптимизация использования тепловых потоков с разработкой энергоэффективных схем (на примере установок ЭЛОУ-АВТ)	1-86

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Грищенкова Т.В., Игнатенко Л.М. Опыт обезвреживания стоков, поступающих в производственную канализацию АО «НК НПЗ»	1-90
--	------