

ISSN 2074-2339

научно-технический ВЕСТНИК

ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

1-2015 (январь-март)

Выпуск 38

3

Молодые специалисты –
расширение горизонтов

32

Проектирование схемы
физико-химического воздействия
на Озеркинском месторождении
ОАО «Самаранефтегаз»

66

Методы анализа различных видов
неопределенности при моделировании
нефтегазовых объектов



РОСНЕФТЬ



РОСНЕФТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ
ВЕСТНИК
ОАО «НК «РОСНЕФТЬ»

Издается с 2006 года

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Миловидов В.Д.
(главный редактор)
Байков В.А.
Басыров М.А.
Гончаров И.В.
Давыдова Е.А.
Закиров И.С.
Исмагилов А.Ф.
Кузнецов А.М.
Малышев Н.А.
Муслимов Э.Я.
Петровский М.А.
Рудяк К.Б.
Телин А.Г.
Тыщенко В.А.
Якимов С.Б.

По решению ВАК Минобрнауки России включен в «Перечень российских рецензируемых научных журналов, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук» (редакция 17.06.2011 г.). Включен в Российский индекс научного цитирования.

СЕКРЕТАРИАТ

Хлебникова М.Э. (ответственный
секретарь редакционной коллегии)
Мамлеева Л.А.

При оформлении номера использованы
фотографии ОАО «НК «Роснефть»

Сдано в набор 15.05.2015
Подписано в печать 29.05.2015
Тираж 1000 экз.

© ОАО «НК «Роснефть», 2015

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»

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

1-2015 [январь-март]

Выпуск 38

СОДЕРЖАНИЕ

КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ

- 3** Молодые специалисты – расширение горизонтов

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

- 14** **Захаров О.В.** Использование технологий высокопроизводительных вычислений для геолого-гидродинамического моделирования в режиме реального времени
- 20** **Лебедев М.В.** Зоны нефтегазонакопления в основных продуктивных горизонтах терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботубинской нефтегазоносной области

ИНФОРМАЦИЯ

- 27** **Борачук В.В., Марков Ю.Н.** Применение современных мультимедийных технологий проецирования в продвижении корпоративной рекламы на автозаправочных комплексах

БУРЕНИЕ СКВАЖИН

- 28** **Воронин А.А.** Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ

- 32** **Гиляев Г.Г., Пупченко И.Н., Нечаев А.С., Козлов С.А., Елесин В.А., Маринин И.А.** Проектирование схемы физико-химического воздействия на Озеркинском месторождении ОАО «Самаранефтегаз»
- 36** **Кувакина М.С.** Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов
- 40** **Гильмиев Д.Р., Коваленко А.П.** Численные исследования технологической эффективности трехрядной системы разработки с применением гидроразрыва пласта





ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА

- 44 Захаров И.В.** Перспективы развития системы подводной добычи нефти и газа при освоении арктического континентального шельфа

ТРАНСПОРТ И ПОДГОТОВКА НЕФТИ, ГАЗА И ВОДЫ

- 49 Касимов А.Т., Захаров С.И., Сухарев Н.Ю.** Разработка системы формирования классов трубопроводов
- 52 Залалдинова А.М., Колесник И.Ю., Бикбулатов Р.В., Абрамов А.В., Винокуров А.Н.** Планирование расширения инфраструктуры нефтяных месторождений на основе уточненного прогноза качества подготовки жидкости
- 58 Скуратова К.В.** Оптимизация расчета объемов разработки траншеи при переходе промысловых трубопроводов через водные преграды

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА

- 62 Крымкин Н.Ю., Федоров А.А., Шураев М.В.** Переработка пропан-пропиленовой фракции на установке олигомеризации с получением высокооктановых компонентов топлив

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

- 66 Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышникова О.А.** Методы анализа различных видов неопределенности при моделировании нефтегазовых объектов
- 73 Труфанов Ю.С.** Математическая модель количества нефтепродукта в резервуарном парке
- 76 Дюндиков Е.Т., Чепелев А.В., Белов А.Н.** Метод адаптации функциональных возможностей средств мониторинга технического состояния и безопасности объектов нефтегазового комплекса
- 86 Булкаева Е.А.** Основные положения разработки компьютерных тренажеров для объектов нефтегазовой отрасли. Математическое моделирование установки короткоциклового адсорбции

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 90 Огородников Л.Л., Моисеенко А.Б.** Разработка системы формирования грозозащиты на объектах нефтедобычи

- 94 Рефераты**

МОЛОДЫЕ СПЕЦИАЛИСТЫ – РАСШИРЕНИЕ ГОРИЗОНТОВ

На IX Межрегиональной научно-технической конференции (МНТК) молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть», состоявшейся 13–14 ноября 2014 г. в г. Москве в Ломоносовском корпусе МГУ имени М.В. Ломоносова, были представлены работы 235 конкурсантов из 65 Обществ группы. Все рассматриваемые работы ранее заняли призовые места на кустовых научно-технических конференциях. В состав жюри конференции вошли 84 руководителя и эксперта Центрального аппарата компании.



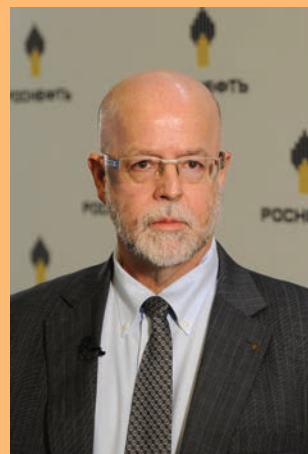
В 2014 г. в рамках МНТК впервые была организована секция для 22 студентов вузов – стратегических партнеров компании: МГУ имени М.В. Ломоносова, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Санкт-Петербургского государственного университета и Национального минерально-сырьевого университета «Горный».

«ОАО «НК «Роснефть» является самой динамично развивающейся компанией международной нефтегазовой индустрии. Такой темп развития ставит перед компанией особые вызовы, связанные как с технологиями добычи нефти, переработки и транспортировки углеводородного сырья и продукции, так и с методами управления. «Роснефть» отвечает на эти вызовы постоянно повышающейся эффективностью работ...

Сохранить такой темп развития в будущем «Роснефть» сможет только путем постоянного совершенствования технологических процессов, а также за счет поиска, развития и внедрения новых технологий и инновационных рационализаторских идей.

... Задача нашей конференции состоит в идентификации оригинальных технических, технологических и управленческих решений. <...> Сегодня в этой конференции принимают участие молодые специалисты из 65 обществ группы, ставшие победителями региональных и кустовых научно-технических конференций 2014 г.

Я искренне верю, что в этом зале собрались лучшие молодые умы нашей компании. В ближайшие два дня все идеи и предложения будут рассматриваться консилиумом специалистов с большим производственным стажем. Призываю вас быть открытыми для критики, готовыми к доказательству эффективности ваших проектов, нацеленными на решение общих задач, стоящих перед нашей общей компанией. Наиболее достойные проекты найдут свое применение уже в этом и следующем году, и вы сами сможете увидеть и, что называется, «пощупать руками» результаты ваших усилий».



**Фрагмент из выступления первого вице-президента
ОАО «НК «Роснефть» Эрика Лирона**



Участники МНТК представили 219 проектов. Победителями, призерами и номинантами IX МНТК стали 92 молодых специалиста из 37 дочерних обществ, представившие 70 проектов, и семь студентов, представившие пять проектов. Наиболее результативными по числу победителей стали ООО «РН-Юганскнефтегаз» – восемь проектов; ОАО «Самаранефтегаз» и ЗАО «Ванкорнефть» – по пять проектов; ООО «РН-УфаниПИнефть» – четыре проекта. Жюри конференции были рекомендованы к внедрению 80 проектов из числа представленных на конференции.

В церемонии открытия конференции приняли участие руководители компании: первый вице-президент Эрик Лирон, вице-президент – главный геолог Андрей

Николаевич Лазеев, вице-президент по внутреннему сервису Юрий Анатольевич Нарушевич, вице-президент по экономике и финансам Святослав Игоревич Славинский и заместитель директора департамента научно-технического развития и инноваций Искандер Сумбатович Закиров.

Открывая первый день конференции, Эрик Лирон подчеркнул важность ее проведения и в качестве основной ее задачи отметил поиск оригинальных технических, технологических и управленческих решений, гарантирующих компании сохранение и даже рост темпов развития.

Почетный гость конференции, ректор Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова Виктор Антонович Садовничий в своем приветственном

слове отметил важность стратегического партнерства Университета и ОАО «НК «Роснефть», особенно в вопросах подготовки молодых специалистов. «Я уверен, – заявил он, – что наше сотрудничество будет приобретать более широкие масштабы, углубляться. И сегодняшняя конференция – та самая новая ступенька в нашем сотрудничестве, на которую мы поднимаемся».



И.С. Закиров отметил, что в 2014 г. в обществах группы ОАО «НК «Роснефть» работали более 3 тыс. молодых специалистов, из которых более половины представили свои работы в 2014 г. на региональных и кустовых научно-технических конференциях. Это указывает на очень высокий уровень активности, мотивации сотрудников. Говоря о результативности МНТК, Искандер Сумбатович отметил результаты предыдущей конференции: в 2014 г. было завершено внедрение 11 проектов молодых специалистов, рекомендованных к внедрению по итогам МНТК 2013 г. Технологический эффект от их внедрения составил 120 тыс. т дополнительно добытой нефти, экономический – 357 млн. руб.

Статьи ряда победителей МНТК представлены в настоящем выпуске «Научно-технического Вестника ОАО «НК «Роснефть».



«Компания «Роснефть» является нашим стратегическим партнером. Нас долгие годы связывает тесная дружба, сотрудничество с Игорем Ивановичем Сечиным, который всегда очень внимательно относится к делам Московского университета. У нас с компанией подписан стратегический договор, в нем есть разделы, касающиеся подготовки молодых специалистов и нашего научно-технологического сотрудничества.

<...> Мы благодарны вам за выбор нашего университета для проведения конференции. Мне очень приятна наша дружба и полезное сотрудничество с компанией «Роснефть», потому что мы действительно считаем, что это один из наших главных партнеров».

**Ректор Московского государственного университета имени М.В. Ломоносова
Виктор Антонович Садовничий**



ПОБЕДИТЕЛИ, ПРИЗЕРЫ И НОМИНАНТЫ IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов ОАО «НК «Роснефть»



1 секция «Геология нефтяных и газовых месторождений»

I место	Аюшинов Сергей Петрович (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), Калимуллин Флорид Минефорович (ОАО «НК «Роснефть») «Переосмысление данных ГИС – как критерии подбора скважин для ГРП на низкопроницаемых коллекторах»
II место	Метелкин Денис Вячеславович (ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ») «Единая платформа взаимодействия SUPERGEO»
III место	Орлов Владимир Алексеевич (ООО «РН-УфаниПинефть») «Учет трехмерной геологической модели при геологическом сопровождении бурения горизонтальных скважин и БГС»
Номинация «За активное внедрение современных технологий»	Полищук Анастасия Валерьевна, Хурамшина Ольга Анатольевна, Татауров Данил Сергеевич (ООО «Тюменский нефтяной научный центр») «Моделирование бассейна Солимоис (Бразилия). Полученные уроки и дальнейшие шаги»
Номинация «За активное внедрение современных технологий»	Грищенко Дмитрий Вадимович (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ») «Прогнозирование перспективных объектов ГРП в складчато-надвиговом комплексе Северо-Западного Кавказа на основе структурного кинематического моделирования»



2 секция «Разработка нефтяных и газовых месторождений»

I место	Кувакина Мария Сергеевна (ОАО «Варьеганнефтегаз») «Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов»
II место	Смоленцев Евгений Игоревич (ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть») «Разработка и реализация алгоритма интегрированного прогноза продуктивности кавернозно-трещиноватых карбонатных рифейских коллекторов»
III место	Шаламов Вячеслав Викторович (ОАО «Тюменнефтегаз») «Контроль за фронтом вытеснения в режиме реального времени (DTS)»
Номинация «За комплексный подход к разработке клиноформных залежей»	Мироненко Артем Александрович (ООО «РН-УфаниПИнефть») «Комплексный подход к оптимизации системы разработки месторождений, находящихся на завершающей стадии, в условиях клиноформного строения пластов»
Номинация «За актуальность проблемы»	Елисенов Павел Владимирович, Климов Святослав Александрович (ОАО «Удмуртнефть») «Современный комплексный подход к разработке новых месторождений»



3 секция «Добыча нефти и газа»

I место	Мукминов Алик Гарибович, Шахмуратов Булат Миниахметович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Модернизация клапана обратного типа КОГ с применением гидро-олеофобного полимерно-композиционного состава»
II место	Зубарев Андрей Александрович, Войнолович Илья Сергеевич (ОАО «Томскнефть» ВНК) «Комплексная защита УЭЦН – путь к снижению коррозии и росту МРП»
III место	Мезенцев Антон Анатольевич (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Модернизация приемного фильтра для насосов системы ППД»
Номинация «Степень личного участия»	Яшков Сергей Владимирович (ОАО «Самаранефтегаз») «Эксплуатация осложненного малодобитного фонда скважин, оборудованных УЭЦН»
Номинация «Практическая значимость»	Ванда Герман Александрович (ООО «НК «Роснефть» - НТЦ») «Оптимизация газлифтной системы на месторождениях Краснодарского края»

4 секция «Подготовка и транспортировка нефти и газа»

I место	Винокуров Александр Львович, Фролов Дмитрий Александрович (ОАО «Самаранефтегаз») «Разработка и внедрение герметизирующих устройств для повторного использования запорных устройств без остановки трубопровода»
II место	Светкин Андрей Вячеславович, Сорочайкин Евгений Яковлевич (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Оптимизация технологического режима газокompрессорных станций за счет регулирования температуры сырьевого газа»
III место	Юсупов Радмир Магнавиевич (ООО «РН-Пурнефтегаз») «Повышение эффективности систем воздушного охлаждения газа»
Номинация «Практическая значимость»	Воронков Дмитрий Александрович, Давыдов Алексей Викторович (ЗАО «Ванкорнефть») «Системы комплексного диагностического мониторинга оборудования сбора и подготовки нефти и газа на примере Ванкорского месторождения»
Номинация «За социально значимый проект»	Пискарев Андрей Владимирович (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Повышение уровня утилизации ПНГ и улучшения бытовых условий жителей поселка Селяйрово путем его газификации»



5 секция «Проектирование и обустройство месторождений»

I место	Карманов Владимир Сергеевич (ЗАО «Ванкорнефть») «Оптимизация затрат Общества на ингибитор гидратообразования для нужд месторождений Ванкорского региона»
II место	Скуратова Ксения Владимировна (ОАО «ТомскНИПИнефть») «Оптимизация оценки объемов разработки траншеи при переходах трубопроводов через водные преграды»
III место	Ситдииков Эльер Шамилович (ООО «РН-УфаниПИнефть») «Автоматизация отдельных этапов проектирования кустовых площадок»
Номинация «За научный подход»	Залалдинова Айгуль Мухаматдаутовна (ООО «РН-УфаниПИнефть») «Планирование расширения инфраструктуры нефтяных месторождений на основе уточненного прогноза качества подготовки жидкости»
Номинация «За комплексный подход»	Чиботаев Сергей Андреевич (ОАО «Самаранефтегаз») «Оптимизация работы объектов подготовки нефти СГМ»

6 секция «Бурение скважин, нефтепромысловый сервис»

I место	Гимазетдинов Руслан Рамильевич (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Новые технологии для освоения скважин после ОПЗ и нормализации забоя после ГРП»
II место	Воронин Андрей Андреевич (ОАО «Оренбургнефть») «Прогнозирование и предупреждение поглощений путем поинтервальной опрессовки ствола скважины»
III место	Кузнецов Александр Леонидович, Филиппов Константин Игоревич (Филиал ОАО «РН Менеджмент» «Центр Экспертной поддержки и технического развития Бизнес-направления разведка и добыча» г. Тюмень) «Руководство для полевого супервайзера по управлению рисками и предотвращению аварийных ситуаций при проведении буровых работ»
Номинация «За эффективное планирование буровых работ»	Таюрская Анастасия Анатольевна (ОАО «Верхнечонскнефтегаз») «Оптимизация затрат по разведочному бурению новых лицензионных участков»
Номинация «За практическую значимость решения задач КРС»	Хренов Дмитрий Викторович (ОАО «Самотлорнефтегаз») «Технологические решения по устранению осложнений при нормализации забоя после ГРП»



7 секция

«Технология и оборудование процессов нефтегазопереработки, нефтегазохимии»

I место	Калиниченко Артем Александрович (ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод») «Мониторинг мероприятий по реконструкции установки АВТ-6 с целью подготовки сырья установок риформинга и изомерации, с применением схемы предфракционирования»
II место	Крымкин Никита Юрьевич (ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод») «Переработка пропан-пропиленовой фракции на установке олигомеризации с получением высокооктанового компонента топлива»
III место	Рудиков Никита Анатольевич (ООО «РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод») «Внедрение метода жидкокерамической теплоизоляции на объектах ДО ОАО «НК «Роснефть»
Номинация «За новизну рассмотрения проблемы»	Зими́на Екатерина Владимировна (ОАО «Самаранефтехимпроект») «Получение собственного изобутана для установки сернокислотного алкилирования на ОАО «КНПЗ»»
Номинация «За настойчивость в достижении цели»	Андреева Анна Вячеславовна (ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза») «Разработка нового катализатора изодепарафинизации дизельного топлива»

8 секция

«Процессы нефтепродуктообеспечения»

I место	Хоменко Мария Алексеевна, Цупко Елена Андреевна (ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт») «Моделирование стоимости строительства АЗК»
II место	Борачук Владимир Валериевич (ОАО «Белгороднефтепродукт») «Применение современных мультимедийных технологий проецирования в продвижении корпоративной рекламы на автозаправочных комплексах»
III место	Зинов Андрей Анатольевич (ЗАО «Иркутскнефтепродукт») «Резервуар временного хранения нефтепродуктов (в момент контрольной проверки погрешности ТРК)»
Номинация «Клиентоориентированность»	Симонова Юлия Сергеевна (ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт») «Инновационный подход к развитию сопутствующего бизнеса при АЗК ОАО «НК «Роснефть»
Номинация «За верность качеству нефтепродуктов»	Дунаев Илья Сергеевич, Стражевич Никита Сергеевич (ООО «РН-Архангельскнефтепродукт») «Совершенствование технологии приема, хранения и отпуска темных нефтепродуктов потребителю»



9 секция «Промышленная энергетика, энергоэффективность»

I место	Галичанин Дмитрий Николаевич, Коколов Игорь Сергеевич (ООО «Удмуртэнергонефть») «Применение вольтодобавочных трансформаторов в распределительных сетях 6 (10) кВ»
II место	Власов Владимир Владимирович (Иркутский филиал ООО «РН-Бурение») «Применение накопителей электроэнергии в системе электроснабжения буровой установки БУ5000/320 БМ(Ч)»
III место	Николаев Иван Владимирович (ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод») «Повышение энергоэффективности УМК-1 на ОАО «Сызранский НПЗ»
Номинация «Повышение надежности энергоснабжения»	Огородников Леонид Леонидович (ООО «Удмуртэнергонефть») «Методика определения места нарушения изоляции кабельных линий»
Номинация «Лучший энергоэффективный проект»	Яшков Сергей Владимирович, Викулин Валерий Владимирович (ОАО «Самаранефтегаз») «Энергоэффективность УЭЦН – комплексное решение»

10 секция «Экология, промышленная безопасность, охрана труда»

I место	Огородников Леонид Леонидович (ООО «Удмуртэнергонефть») «Разработка системы формирования грозозащиты на объектах нефтедобычи»
II место	Кузнецова Александра Юрьевна (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания») «Модернизация отделения раскисления щелочных отходов ОАО «АНХК»
III место	Антонова Татьяна Сергеевна (ЗАО «РН-Шельф-Дальний Восток») «Проектирование системы мониторинга технического состояния устьев ликвидированных/законсервированных скважин с целью предупреждения аварийных ситуаций и планирования будущих расходов»
Номинация «За актуальность и новизну»	Копылов Антон Сергеевич, Парфенова Ксения Александровна (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Внедрение современного метода обучения персонала по ПБ и ОТ»
Номинация «Степень личного участия»	Колтовая Елена Михайловна (ООО «РН-Архангельскнефтепродукт») «Повышение эффективности очистки промышленных сточных вод на сорбционных фильтрах блока очистных сооружений Архангельского терминала»



11 секция «Экономика, финансы»

I место	Дерюга Василий Сергеевич (ЗАО «Ванкорнефть») «Создание методических указаний для применения налоговых и экспортных льгот в целях стимулирования извлечения «нерентабельных» запасов»
II место	Плотников Денис Игоревич (ОАО «Удмуртнефть») «Планирование тренда затрат с использованием экономико-математического моделирования»
III место	Макарин Владимир Викторович (ООО «РН-Краснодарнефтегаз») «Совершенствование экономических подходов оценки к управлению фондом скважин нефтегазовых месторождений»
Номинация «За инновационность»	Фаррахова Лия Расимовна (ООО «РН-Сервис») «Влияние на экономику предприятия внедрения новых материалов при изготовлении подшипников скольжения»
Номинация «За практическую значимость»	Воронцова Александра Александровна, Крючкова Анастасия Валериевна (ООО «РН-Архангельскнефтепродукт») «Оптимизация налоговой и арендной базы ООО «РН-Архангельскнефтепродукт» и ОАО «НК «Роснефть». Создание судебной практики на основании изменений, произошедших в гражданском и земельном законодательстве»

12 секция «Труд, юриспруденция, персонал»

I место	Бутенко Любовь Владимировна (ООО «РН-Пурнефтегаз») «Создание и внедрение в производство интерактивных обучающих пособий в лабораториях химического анализа при работе на газохроматографическом оборудовании»
II место	Белькова Александра Сергеевна, Подольак Анастасия Сергеевна (ЗАО «Ванкорнефть») «Центр социальной и кадровой информации «Ванкор»
III место	Северюхина Зоя Валерьевна (ООО «ОЙЛ-ТЕЛЕКОМ») «Совершенствование системы проведения НТК молодых специалистов»
Номинация «За сокращение документооборота»	Летуновская Людмила Анатольевна, Борисова Олеся Салаватовна (ОАО «Оренбургнефть») «Оптимизация приложений к договорам как способ снижения операционных издержек»
Номинация «За социальную ориентированность»	Чикинева Валентина Александровна (ОАО «Самаранефтегаз») «Расчет минимальной заработной платы рабочих на основе социально-экономических показателей регионов (на примере Самарской области)»



13 секция «Информационные технологии и автоматизация производства. Метрология»



I место	Труфанов Юрий Сергеевич (ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод») «Внедрение автоматизированной системы производственного учета на НПЗ»
II место	Братякин Иван Сергеевич (ООО «Самара-Терминал») «Увеличение точности определения количества нефтепродукта при отгрузке железнодорожным транспортом»
III место	Сухарев Николай Юрьевич (ОАО «Самаранефтехимпроект») «Разработка системы формирования классов трубопроводов»
Номинация «За перспективные технологии»	Павлов Михаил Сергеевич (ЗАО «Ванкорнефть») «Экспериментальная информационная система по вводу и обработке полевых данных геотехнического мониторинга»
Номинация «За перспективные технологии»	Булкаева Елена Анатольевна (ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод») «Разработка компьютерных динамических имитационных тренажеров с применением SCADA-систем на примере блока КЦА комплекса установки производства водорода»

14 секция «Научные и экспериментальные исследования»

I место	Емельяненко Сергей Сергеевич, Петрашук Александр Сергеевич (ОАО «Ангарская нефтехимическая компания») «Автоматический измеритель влажности органических жидкостей и газов»
II место	Кашапов Азат Альбертович (ОАО «ТомскНИПИнефть») «Использование теории нечетких множеств для поиска скважин-кандидатов на ГТМ»
III место	Алексеев Петр Олегович, Иванчик Марина Валерьевна (ЗАО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ») «Скважинно-наземные геофизические методы для обеспечения безопасной эксплуатации нефтегазовых промыслов в зоне развития многолетнемерзлых пород»
Номинация «За практическую значимость»	Ануфриева Мария Анатольевна (ООО «РН-Юганскнефтегаз») «Определение механических примесей в нефти с помощью анализатора Sartorius MA-100»
Номинация «За актуальность и новизну»	Купцова Елена Викторовна, Шадрин Любовь Сергеевна (ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр») «Реагенты комплексного действия. Свежий взгляд на критерии оценки, способы выбора»

15 секция

Студенческая секция по направлению «Геология нефтяных и газовых месторождений»

I место	Наумчев Юрий Владимирович, Ахмадиев Рустам Азаматович, Моисеев Сергей Владимирович (МГУ имени М.В. Ломоносова) «Обоснование перспектив нефтегазоносности Западно-Новозеландского бассейна на основе комплекса геолого-геофизических данных»
II место	Баяндиева Ассель Береновна (МГУ имени М.В. Ломоносова) «Седиментационная модель Ишимбайского шихана»
III место	Вересович Алена Анатольевна (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина) «Уточнение геологической модели природных резервуаров, приуроченных к Ачимовским отложениям»
Номинация «Нестандартный подход на английском языке»	Алхименков Юрий Александрович (МГУ имени М.В. Ломоносова) «Математическое моделирование эффективных упругих свойств трещиноватых коллекторов»
Номинация «Взгляд из космоса»	Жукова Елисавета Александровна (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина) «Дизъюнктивные дислокации и поля напряжений в зоне передовых складок Урала»



Использование технологий высокопроизводительных вычислений для геолого-гидродинамического моделирования в режиме реального времени

О.В. Захаров (ОАО «Гипровостокнефть»)

Ключевые слова: шельфовые месторождения нефти и газа, большие данные, экстремально масштабные вычисления, высокопроизводительные компьютерные вычисления (ВПКВ), трехмерное (3D) моделирование, геологическая модель, гидродинамическая модель.

Key words: offshore oil and gas fields, big data, high-performance computing, 3D modelling, geological model, flow model.

Адрес для связи: oleg_zv@list.ru

Введение

Опыт работы на морских месторождениях нефти и газа показывает, что для их эффективного освоения традиционные технические средства и методы, применяемые на суше, не могут быть использованы в широком масштабе. С целью решения данной проблемы, особенно в связи с освоением месторождений арктического шельфа, требуются проведение сложных научно-исследовательских работ и создание специальных технических средств и технологий [1]. Данная проблема осложняется тем, что разработка шельфовых месторождений (в частности, разработка Приразломного месторождения) существенно затруднена в связи с отсутствием в России собственного единого технологического комплекса нефтегазового сервиса [2]. Появление в последнее десятилетие новейших технологий и программно-аппаратных комплексов в области нефтегазового сервиса обусловило необходимость регистрации (накопления), обработки и хранения гигантских объемов информации, особенно нефтепромысловой (первичной, вторичной и т.д.), которая должна оперативно использоваться и визуализироваться для принятий рациональных технологических и организационных решений.

Так, по данным американской компании–системного интегратора Denodo Technologies Inc. [3], являющейся мировым лидером в области интеграции данных, обычная скважина в среднем только за 1 сут генерирует 1 Тб буровых данных. Применение при разведке и эксплуатации месторождений современного оборудования, снабженного различными датчиками и онлайн-системами мониторинга, существенно увеличивает объем постоянно поступающих данных, что в свою

очередь значительно увеличивает объем вторичных (интерпретационных) данных, используемых для моделирования различных процессов разработки и эксплуатации месторождения.

В результате в 2008 г. [4] в англоязычных материалах появился специальный термин Big data («большие данные»). Данный термин до сих пор не имеет единого и адекватного русскоязычного синонима или определения. Как правило, под ним понимаются беспрецедентный объем неструктурированной информации, а также методики ее обработки. Учитывая, что основными составляющими данного понятия являются объем данных, их неоднородность, неструктурированность, постоянное качественное и количественное увеличение, а также средства обработки данных, по мнению автора, наиболее приемлемым и компромиссным русскоязычным вариантом данного термина можно считать термин «Системы супермассивов данных».

Высокопроизводительные компьютеры (суперкомпьютеры)

Необходимость обработки огромных объемов информации, высокие требования к точности и скорости получения прогноза определяют необходимость применения для решения данных задач вычислительных средств максимальной мощности и предельной надежности, так называемых высокопроизводительных систем и высокопроизводительных (параллельных) алгоритмов вычислений. Как правило, высокопроизводительные компьютеры (суперкомпьютеры) – это отдельные или объединенные в сеть компьютеры, выполняющие «крайне сложные вычисления за очень ко-

роткое время». Каждый тип вычислительной мощности имеет свои преимущества в зависимости от области применения.

Высокопроизводительные компьютеры изначально разрабатывались для обеспечения эффективной работы с системами супермассивов данных, что предопределило использование принципиально иного, высокопроизводительного программного обеспечения и архитектуры, основанных на распараллеливании вычислительных процессов. Такое распараллеливание в отличие от традиционного последовательного алгоритма позволяет одновременно (параллельно) обрабатывать данные и решать различные и разнородные задачи на одном вычислительном узле, в частности не только получать данные, но и одновременно их обрабатывать и решать задачи на их основе. В результате объем данных и информации постоянно возрастает, что требует увеличения производительности вычислительных мощностей. Эволюция развития производительности вычислительных мощностей показана ниже.

1986 г. – Гигафлопс [5], GFlops (1 млрд. (10^9) операций за 1 с).

1997 г. – Терафлопс, TFlops (1 трлн. (10^{12}) операций за 1 с).

2008 г. – Петафлопс, PFlops (1 квадрил. (10^{15}) операций за 1 с).

2019 (?) г. – Эксафлопс, EFlor (1 квинтильн. (10^{18}) операций за 1 с).

Совершенствование использования высокопроизводительных компьютерных вычислений (ВПКВ) на специализированных вычислительных мощностях и внедрение принципов ВПКВ в массовых компьютерах, как ожидается, приведут к появлению в период с 2015 по 2020 г. так называемых экстремально масштабных (extreme scale computing) компьютерных систем, способных адекватно и эффективно получать и обрабатывать экстремально большие объемы данных одновременно. Необходимо отметить, что из приложений, работающих с терамасштабными массивами информации, только незначительная часть возможно сможет работать с петамасштабным уровнем, еще меньшая – с экстремально масштабным. Более того, даже для тех приложений, которые в настоящее время могут работать с петамасштабными данными, требуется кардинальная их переработка для работы с экстремально масштабными данными.

С учетом того, что основными областями использования высокопроизводительных технологий являются те, в которых обрабатываются большие объемы информации, а также то, что большая часть существующего программного обеспечения не в состоянии функционировать в параллельном (высокопроизводитель-

ном) режиме, рынок программного обеспечения в таких областях, как гидродинамическое и геомеханическое моделирование, визуализация информации (наиболее ресурсоемкие сегменты), а также моделирование процессов разработки и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений, в ближайшие годы подлежит кардинальному изменению.

Геолого-гидродинамическое моделирование

Трехмерное 3D моделирование с применением современных информационных систем и технологий – неотъемлемая часть процесса поиска, разведки и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Гидродинамическое моделирование является связующим звеном между геологией месторождения и экономикой добычи углеводородов из этого месторождения и необходимо как инженерным службам компаний для оптимизации разработки месторождения и оценки добычи в перспективе, так и инвесторам для оценки рентабельности проектов на ранних этапах приобретения активов. По сути, гидродинамическое моделирование сводится к построению модели фильтрации месторождения посредством решения систем дифференциальных уравнений течений многокомпонентных изотермических систем (для каждой из имеющихся фаз), выраженных в частных производных. Построенная фильтрационная модель позволяет визуализировать течения пластовых флюидов с последующим прогнозированием их распределения во времени и пространстве. Сложные математические расчеты, визуализация результатов и их анализ выполняются в программных комплексах полномасштабного гидродинамического моделирования (так называемых симуляторах пласта-коллектора).

Основой гидродинамической модели, как правило, служит трехмерная геологическая модель. Помимо особенностей геологического строения месторождения, количество и качество исходной информации в значительной степени определяют способы построения модели и получаемые результаты [6]. Трехмерная геологическая модель разрабатывается на основе интерпретации результатов геофизических (в частности сейсмических) и гидродинамических исследований скважин и пластов, а также данных, получаемых в процессе бурения скважин (даты бурения и ввода скважин в добычу, координаты устьев скважин, данные инклинометрии, карты накопленных отборов и др.), лабораторных исследований образцов керна и др. Помимо постоянно поступающих текущих данных в процессе освоения, разработки и эксплуатации месторождений, геологическая модель корректируется и дополняется

фильтрационной моделью (при этом уточняются структура коллектора, поровый объем, распределение абсолютных и фазовых проницаемостей, свойства пластовых флюидов и др.). После проведения гидродинамических расчетов определяются выходные характеристики модели (распределение потоков флюидов и давлений в пласте во времени, дебиты скважин и т.п.), затем осуществляется адаптация построенной модели путем воспроизведения истории разработки месторождения для уточнения основных фильтрационно-емкостных параметров пласта, заложенных в модель. В результате достигается главная цель гидродинамического моделирования – имитация поведения эксплуатируемого месторождения (пласта) с целью принятия оптимальных технологических, организационных и прочих решений, обеспечивающих увеличение нефте- или газоотдачи и текущей добычи [7]. Таким образом, геологические и гидродинамические модели строятся на основе больших объемов данных, которые в связи с усложнением строения разрабатываемых месторождений и появлением новых технологий разведки и добычи постоянно увеличиваются и требуют все более современных высокопроизводительных компьютерных технологий для качественной интерпретации и последующей детальной визуализации. Использование ВПКВ позволяет выполнить сложные математические расчеты с необходимым быстродействием и визуализировать результаты в качестве, адекватном уровню используемого программного обеспечения (ПО).

Программные комплексы для решения задач гидродинамического моделирования

Моделирование процесса добычи нефти и газа выполняется не только при проектировании разработки месторождения, но и все чаще при мониторинге разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений [8]. При этом моделирование может осуществляться при помощи различного по функциональным, стоимостным и другим характеристикам ПО.

Среди программных комплексов, основанных на принципах ВПКВ и предназначенных для решения задач гидродинамического моделирования, наиболее передовыми являются гидродинамические симуляторы GigaPOWERS (Saudi Aramco, Саудовская Аравия) и tNavigator (компания «РФД», Россия).

Симулятор пласта-коллектора GigaPOWERS является усовершенствованной версией симулятора первого поколения под названием POWERS (Parallel Oil, Water and Gas Enhanced Reservoir Simulator), разработанного отделом технологий компьютерного моделирования Центра перспективных исследований и технологий в обла-

сти разведки и добычи углеводородов (EXPEC ARC). В начале 2000 г. симулятор POWERS позволял рассчитывать модели, включающие 1 млн. активных ячеек, за счет используемой технологии распараллеливания процессов расчета при одновременной работе сотен центральных процессоров для обработки данных. Основываясь на использовании специальных алгоритмов высокопроизводительных вычислений, симулятор рассчитал всю накопленную информацию по крупнейшим нефтяным месторождениям Саудовской Аравии (рис. 1): Берри/Хадрия (Berri/Hadriya), Сафания (Safaniya, крупнейшее в мире шельфовое месторождение), Зулуф (Zuluf) и Абу-Сафа (Abu Sa'fah). В 2008 г. в результате непрерывных усовершенствований симулятор позволил работать с моделями в 30 млн. активных ячеек, что позволило построить модель уникального, крупнейшего в мире нефтяного месторождения Гавар (Ghawar). Для построения модели месторождения с такими размерами необходимы обработка гигантских объемов информации, а также высочайший уровень детализации отображения существующих неоднородностей коллектора, выделяемых по результатам сейсмических исследований. Однако, чтобы выполнить более полный расчет модели месторождения Ghawar, требовалось построить модель, содержащую 1 млрд. активных ячеек, для более детального и достоверного изображения, близкого к фактическому, соответствующему масштабу сейсмических данных. В результате в 2010 г. после дальнейших усовершенствований своего симулятора компании Saudi Aramco удалось решить задачу такого уровня и объявить о создании второго поколения симуляторов семейства Powers – GigaPOWERS, позволяющих работать с моделями, включающими 1 млрд. активных ячеек. Моделирование месторождений уровня Ghawar может быть выполнено меньше чем за 1 сут с максимально достигнутой на данный момент мелкой сеткой, обеспечивающей высочайший уровень детализации. Симулятор GigaPOWERS имеет целый ряд интерактивных возможностей для выдачи прогнозных оценок и рекомендаций для дальнейшей разработки месторождения, позволяет выводить уведомления инженерам о возникновении опасных ситуаций и др. [9].

Разработка симулятора GigaPOWERS позволила Саудовской Аравии стать мировым лидером в области высокопроизводительного гидродинамического моделирования за счет достижения беспрецедентных скоростей вычисления. В частности, при построении гидродинамической модели шельфового месторождения Safaniya, содержащей 1,004 млрд. ячеек, включающих 50-летнюю историю добычи, с размером сетки по площади 15 м, время расчета двухфазной системы нефть –

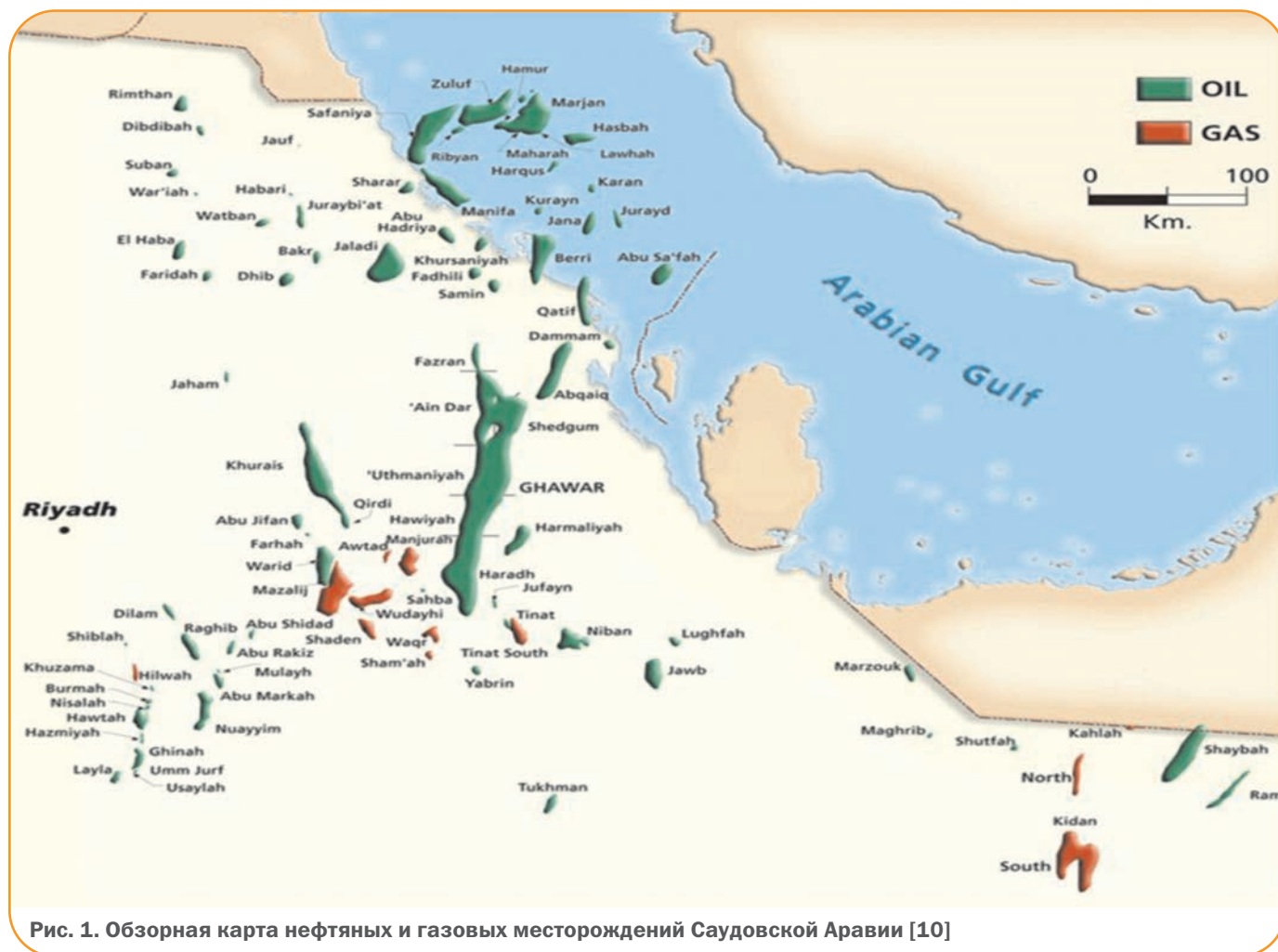


Рис. 1. Обзорная карта нефтяных и газовых месторождений Саудовской Аравии [10]

вода составило 15 ч при использовании кластерного компьютера с 4000 процессоров Nehalem (рис. 2). Расчет полной трехфазной и трехмерной (black oil) модели месторождения Ghawar с использованием 1,032 млрд. ячеек при 60-летней истории добычи занял 33 ч при использовании того же кластера.

До появления симулятора GigaPOWERS мировым лидером в этой области являлись США, в частности компания Schlumberger. В настоящее время США в данной области занимают третье место, так как российский симулятор tNavigator успешно конкурирует с технологией GigaPOWERS по масштабируемости и эффективности расчетов. Данная российская разработка является составной частью российской системы интерактивного управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений «Унофактор» [8, 11].

Программный продукт tNavigator представляет собой интегрированный комплекс полномасштабного гидродинамического моделирования нефтегазовых месторождений, позволяющий создавать, рассчитывать и анализировать результаты моделирования фильтрационных течений многокомпонентных трехфазных (нефть–вода–газ) изотермических систем, описываемых с помощью модели нелетучей нефти

(black oil). Симулятор tNavigator содержит весь стандартный набор опций моделирования пласта, предоставляя дополнительно высокую скорость расчета и полную интерактивность за счет использования технологий ВПКВ.

Пакет позволяет в едином графическом интерфейсе редактировать гидродинамическую модель, наглядно отображая изменения на картах и графиках, а также рассчитывать модель с отображением процесса расчета. Пользователь может интерактивно изменять гидродинамическую модель во время расчета, анализировать результаты как во время расчета, так и после него (tNavigator представляет результаты в виде таблиц, графиков, секторных диаграмм, строит 1D и 2D гистограммы, профили скважин, формирует отчеты различных стандартов). При этом стандарты хранения данных о гидродинамической модели совместимы с другим программным обеспечением, применяемым в данной области (Eclipse, Tempest, CMG). Пакет tNavigator обладает двуязычным интерфейсом (русский или английский).

Среди характеристик гидродинамического симулятора tNavigator можно выделить следующие:

- универсальная поддержка чтения и сохранения ре-



Рис. 2. Цифровая модель крупнейшего шельфового месторождения нефти Safaniya, созданная в гидродинамическом симуляторе GigaPOWERS [9]

зультатов расчетов всех существующих корпоративных форматов, в частности Eclipse-100 (Schlumberger), Tempest/More (Rohar), Imex (CMG);

– гибкое параллельное расчетное ядро для современных многоядерных программных комплексов (ПК), тестируется новый уникальный «гибридный» алгоритм параллельного расчета на кластерах;

– интерактивный 3D графический интерфейс с возможностями редактирования моделей и разрезания/склеивания сеток моделей без использования дорогостоящих геологических пакетов (рис. 3).

Программный комплекс tNavigator основан на технологии параллельного вычисления, предназначенной для обычных многоядерных компьютеров, что дает данному ПК дополнительные преимущества перед своими основными конкурентами. Ни Eclipse-100, ни Tempest MORE изначально не приспособлены для многоядерных ПК и вынуждены принудительно запускать эмулятор кластера (MPI), что, с одной стороны, приводит к значительной потере производительности, а с другой, – принуждает пользователей покупать или арендовать параллельный Eclipse на каждый многоядерный ПК. Кроме того, на параллельном Eclipse и Tempest MORE для расчета на персональном компьютере с восемью ядрами размером 1GB потребуется 8GB памяти, что практически не дает возможности рассчитывать большие полномасштабные модели. Для ПК tNavigator потребуется всего 1,03 GB. В отличие от параллельной версии Eclipse объем используемой памяти при работе с ПК tNavigator практически не увеличивается при увеличении числа ядер, что позволяет считать сравнительно большие модели. В таблице приведено сравнение российского и саудовского ПК при полном расчете соответственно Самотлорского месторождения и месторождения Ghawar.

Алгоритм параллельного ускорения tNavigator напрямую использует вычислительные потоки много-

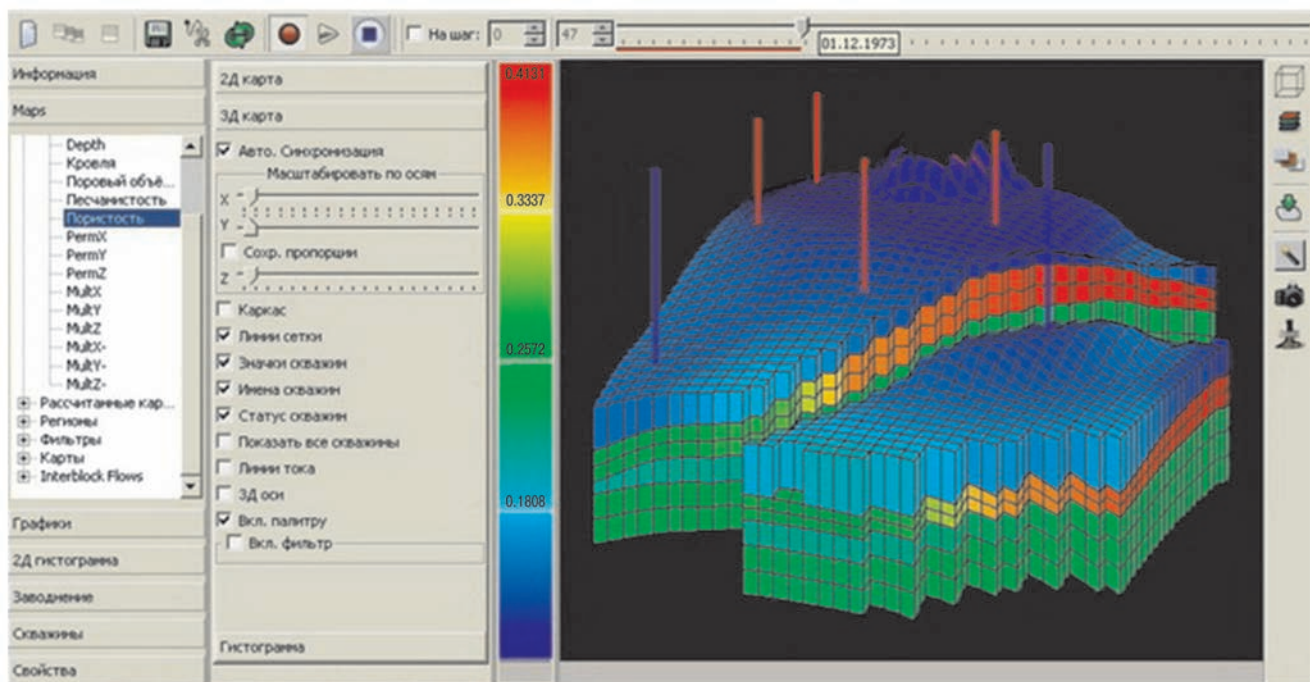


Рис. 3. Интерфейс программы tNavigator с загруженным фрагментом модели Приразломного месторождения

Показатели	Месторождение	
	Самотлорское	Ghawar
	ПК tNavigator	ПК GigaPOWERS
Число активных ячеек	90	1000
Характеристика фильтрационного течения	Трехфазное (нефть, вода, газ)	Трехфазное (нефть, вода, газ)
История добычи, годы	40	6
Число скважин	≈ 13000	≈ 3000
Характеристика кластера	240 ядер Intel Xeon 5650 (12)	4000 ядер Nehalem (9)
Подтвержденное ускорение расчетов, число раз	≈ 94	Информация недоступна
Время расчета, ч	104	33

Примечание. По сложности расчета обе модели одинаковы. Однако у саудовской модели в 10 раз больше ячеек, но почти в 5 раз меньше скважин, при том, что скважины – гораздо более сложные объекты для моделирования, чем ячейки сетки. Также на скорость расчета повлияла значительная разница в количестве используемых ядер.

ядерных ПК без MPI. В результате параллельное ускорение, демонстрируемое ПК tNavigator, измеренное при расчетах на реальных полномасштабных моделях, выше ускорений, достигнутых на кластерах (4,5–4,7 раз для шестиядерного Xeon).

Заключение

Несмотря на то, что программные комплексы для геологического и гидродинамического моделирования месторождений вносят значительный вклад в стоимость технологической линейки программ, применяемых при освоении, разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений, детальное геолого-гидродинамическое моделирование позволяет оперативно управлять текущими запасами, на ранних стадиях разработки группировать запасы в соответствии с оптимальными для их извлечения технологиями, осуществлять оперативное, экономически обоснованное управление разработкой, проектировать оптимальные системы разработки, что в итоге обеспечивает снижение затрат на добычу нефти и газа.

Список литературы

1. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – 2-е изд., Доп. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. – 372 с.
2. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике/А.Б. Золотухин, О.Т. Гудмestad, А.И. Ермаков [и др.]. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2000. – 768 с.
3. http://www.denodo.com/en/resources/documentation/solution_briefs/oil_and_gas_companies.pdf (дата обращения 01.12.2014)

4. <http://www.nature.com/news/2008/080903/full/455016a.html> (дата обращения 01.12.2014)
5. http://www.bipm.org/utis/common/pdf/si_brochure_8_en.pdf (дата обращения 01.12.2014)
6. Гладов Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 99 с.
7. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. – Изд. 2-е, испр. – Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2010. – 740 с.
8. Мельников И.Г., Мугалев И.И. Элементы энергетической безопасности в системе управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений//Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 78–81.
9. <http://www.worldoil.com/Giga-cell-simulation-improves-recovery-from-giant-fields-october-2010.html> (дата обращения 01.12.2014)
10. <http://www.energy-pedia.com/news/saudi-arabia/saudi-aramco-sees-full-capacity-at-manifa-oil-field-by-2014> (дата обращения 01.12.2014)
11. Кузнецов И.В., Турчанинов В.Ю. Тенденции развития информационного обеспечения геолого-технологического мониторинга бурения нефтегазовых скважин//Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 9. – С. 104–107.
12. http://rfdyn.com/ru/technology/supercomputers_hydrodynamic_modeling.html (дата обращения 01.12.2014)

References

1. Vyakhirev R.I., Nikitin B.A., Mirzoev D.A., *Obustroystvo i osvoenie morskikh neftegazovykh mestorozhdeniy* (Construction and development of offshore oil and gas fields), Moscow: Publ. of Academy of Mining Sciences, 2001, 372 z.
2. Zolotukhin A.B., Gudmestad O.T., Ermakov A.I., *Osnovy razrabotki shel'fovyykh neftegazovykh mestorozhdeniy i stroitel'stvo morskikh sooruzheniy v Arktike* (Fundamentals development of offshore oil and gas fields and the construction of offshore structures in the Arctic), Moscow: Neft' i gaz Publ., 2000, 768 p.
3. URL: http://www.denodo.com/en/resources/documentation/solution_briefs/oil_and_gas_companies.pdf
4. URL: <http://www.nature.com/news/2008/080903/full/455016a.html>
5. URL: http://www.bipm.org/utis/common/pdf/si_brochure_8_en.pdf
6. Gladov E.A., *Geologicheskoe i gidrodinamicheskoe modelirovanie mestorozhdeniy nefi i gaza* (Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields), Tomsk: Publ. of TPU, 2012, 99 p.
7. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., *Geofizicheskiy i gidrodinamicheskiy kontrol' razrabotki mestorozhdeniy uglevodorodov* (Geophysical and hydrodynamic control of development of hydrocarbons fields), Moscow: Publ. of NITs Regul'yarnaya i khaoticheskaya dinamika, 2010, 740 p.
8. Mel'nikov I.G., Mugalev I.I., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 6, pp. 78–81.
9. URL: <http://www.worldoil.com/Giga-cell-simulation-improves-recovery-from-giant-fields-october-2010.html>
10. URL: <http://www.energy-pedia.com/news/saudi-arabia/saudi-aramco-sees-full-capacity-at-manifa-oil-field-by-2014>
11. Kuznetsov I.V., Turchaninov V.Yu., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2012, no. 9, pp. 104–107.
12. URL: http://rfdyn.com/ru/technology/supercomputers_hydrodynamic_modeling.html

Зоны нефтегазонакопления в основных продуктивных горизонтах терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботубинской нефтегазоносной области

М.В. Лебедев, к.г.-м.н. (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: зоны нефтегазонакопления, венд, Непско-Ботубинская нефтегазоносная область, Сибирская платформа.
Key words: Petroleum accumulation zone (play), Wend, Nepa-Botuoba anteclise, the Siberian platform.

Адрес для связи: MVLebedev2@rosneft.ru

Введение

Вопросам выделения зон нефтегазонакопления в исследуемом регионе посвящено значительное число работ ведущих исследователей геологии Сибирской платформы [1–4]. В последние годы обоснованию зон нефтегазонакопления на юге Сибирской платформы были посвящены работы [5–6]. На первых этапах изучения выделялись в основном главные зоны нефтегазонакопления, определяющие ключевые направления геолого-разведочных работ (ГРП) [1, 2]. Затем исследователи приступили к детализации выполненных прогнозов. Так, на рассматриваемой территории А.Ф. Сафронов выделял уже две крупные зоны нефтегазонакопления, связанные с Непским сводом и Мирнинским выступом, которые различались типом ловушек углеводородов [7]. В статье [5] северо-восточная часть Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (НГО) уже попадает в пределы шести зон нефтегазонакопления: Верхнечонской; Талакано-Чаяндинской; Ботубинской; Гиллябкинской; Чайкинской; Вилучанской.

Из результатов проведенных исследований можно сделать однозначный вывод: одним из главных факторов контроля нефтегазоносности терригенных отложений венда на юге Сибирской платформы является распространение резервуаров.

В предыдущей работе автора [8], посвященной фациальному моделированию терригенного венда в

районе исследования, были обоснованы зоны распространения основных продуктивных горизонтов: хамакинского; улаханского; ботубинского. Целью настоящей работы является выделение в них зон нефтегазонакопления. Для этого необходимо решить, как минимум, две задачи:

- проанализировать основные существующие определения понятия «зона нефтегазонакопления» для обоснования авторского варианта определения, пригодного для изучения объекта исследования;
- выполнить совместный анализ фациальных, тектонических данных и данных о нефтегазоносности резервуаров для обоснования границ и типов зон нефтегазонакопления.

Анализ определений понятия «зона нефтегазонакопления»

В работе [9] показано, что основное назначение понятия «зона нефтегазонакопления» – описание и анализ закономерностей размещения ловушек и скоплений углеводородов. В ней же отмечается, что эффективное использование понятия невозможно без задания закона композиции составляющих ее элементов.

Глубокий анализ понятия «зона нефтегазонакопления» приведен в работе [10], где отмечено, что до настоящего времени для данного понятия не сформулировано общепринятого и однозначного определения. В указанной работе даны 17 определений

рассматриваемого понятия, предложенных разными авторами в период 1951–2006 гг. В результате анализа этих определений автором работы [10] установлено, что под зоной нефтегазонакопления разные исследователи понимают: группу месторождений; структурный элемент; группу структурных элементов; часть бассейна в пределах структурного элемента; часть продуктивного горизонта; зону смежных месторождений; группу ловушек.

Следует отметить, что выделение в нефтегазоносном бассейне зон нефтегазонакопления является частным случаем артикуляции природы, которая выполняется прежде всего с определенной целью. Из работы [10] однозначно следует вывод: выделение в нефтегазоносном бассейне зон нефтегазонакопления осуществляется с целью методической ориентации ГРП. Целью ГРП являются, во-первых, изучение уже известных ловушек, вмещающих залежи углеводородов, во-вторых, поиск новых еще не известных ловушек. Рассмотрим с этой точки зрения и с учетом специфики ГРП в исследуемом районе перечисленные выше объекты.

Зона нефтегазонакопления не может быть тектоническим элементом, группой структурных элементов, частью бассейна в пределах структурного элемента по следующей причине. Все исследователи отмечают преимущественно литологический контроль нефтегазоносности на рассматриваемой территории. Распределение резервуаров определялось в основном палеотектоникой вендского времени, а современный структурный план сформировался только в посткембрийский период.

Зона нефтегазонакопления не может быть группой месторождений или зоной смежных месторождений, поскольку из объекта исключены подготовленные, но еще не разбуренные ловушки углеводородов. По аналогичной причине зона нефтегазонакопления не может быть группой (системой) уже известных ловушек, поскольку из объекта исключены еще не выявленные ловушки углеводородов.

Таким образом, применительно к вендскому терригенному комплексу Сибирской платформы единственно возможным осталось понимание зоны нефтегазонакопления как части продуктивного горизонта, поскольку именно в нем обособляются ловушки различного типа. Далее из анализа определений можно сделать заключение, что отношением единства, позволяющим выделять зоны нефтегазонакопления, является однородность всех элементов нефтегазовой системы.

Исходя из изложенного, можно сформулировать следующее рабочее определение понятия «зона неф-

тегазонакопления»: связанная часть объема продуктивного горизонта со сходным типом ловушек углеводородов (сходными условиями аккумуляции), а также с единым источником и сходными условиями миграции, сохранности углеводородов. Зоны нефтегазонакопления могут быть доказанными и прогнозными.

Обоснование зон нефтегазонакопления

В основу выделения зон нефтегазонакопления были положены следующие материалы:

- результаты фациального моделирования терригенных отложений венда, позволившие принципиально закартировать контуры основных продуктивных горизонтов [8];
- результаты анализа литературных данных о тектонике и палеотектонике района [4, 11, 12];
- данные о геологическом строении основных залежей углеводородов [3, 4].

Согласно доминирующим представлениям [1, 3], основным источником углеводородов для рассматриваемых резервуаров были рифейские нефтегазоматеринские толщи Предпатовского прогиба. Соответственно на современном этапе изученности для большей части территории можно предполагать одинаковые источник и условия миграции нефти и газа. В ряде случаев неопределенность этих факторов стала основой для выделения в резервуарах зон неопределенности. Следовательно, на современной стадии изученности основными признаками выделения зон нефтегазонакопления в районе являются тип ловушки и условия сохранности залежей.

Хамакинский продуктивный горизонт включает хамакинский и харыстанский пласты, распространен вдоль всего юго-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы [8]. В составе горизонта выделены:

- три зоны доказанного нефтегазонакопления (Талаканская, Северо-Непская, Вилучанская);
- две зоны прогнозного нефтегазонакопления (Суларская, Северо-Суларская) (рис. 1).

Талаканская зона доказанного нефтегазонакопления расположена в центральной и северо-восточной частях Непского свода, выделена по типу ловушек углеводородов. Специфических факторов, влияющих на сохранность залежей, в ее пределах пока не выявлено. В настоящее время в пределах Талаканской зоны известны следующие основные залежи и их группы: Чаяндинская залежь; Талаканская и Алинская группы залежей. Все они относятся к структурно-литологическому типу.

Изученность Талаканской зоны к настоящему времени весьма значительна – перспективы открытия

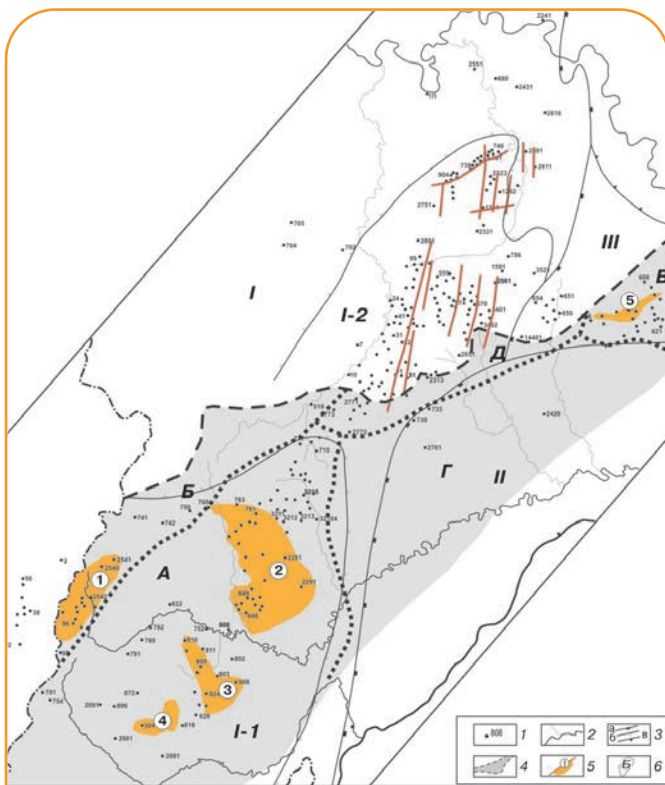


Рис. 1. Зоны нефтегазонакопления в хамакинском продуктивном горизонте на северо-востоке Непско-Ботубинской НГО:

зоны нефтегазонакопления: А – Талаканская, Б – Северо-Непская, В – Вилучанская, Г – Суларская, Д – Северо-Суларская; тектонические элементы: I – Непско-Ботубинская антеклиз, II – Предпатомский региональный прогиб, III – Вилучанская седловина, I-1 – Непский свод, I-2 – Мирнинский выступ; залежи: ① – Тымпучиканская, ② – Чаяндинская, ③ – Талаканская группа, ④ – Алинская группа углеводородов; ⑤ – Верхневилучанская; 1 – поисковые и разведочные скважины; 2 – гидросеть; 3 – границы тектонических элементов: а – антеклиз и региональных прогибов, б – сводов и выступов, в – седловин; 4 – область распространения резервуара; 5 – залежи углеводородов; 6 – зоны нефтегазонакопления

новых крупных скоплений углеводородов пока не очевидны.

Северо-Непская зона доказанного нефтегазонакопления расположена на северо-западном склоне Непского свода, протягивается полосой вдоль границы выклинивания хамакинского горизонта, выделена на основании специфического типа ловушек углеводородов и особенностей сохранности залежей.

Судя по палеотектоническим и фациальным реконструкциям хамакинская фациальная серия в пределах зоны накапливалась на южном склоне обширной палеоантеклизы в субконтинентальных и прибрежно-морских обстановках седиментации [8, 13]. Нефтегазонакопление в резервуарах терригенного венда на рассматриваемой территории началось еще в раннем палеозое в результате мигра-

ции углеводородов из сопредельного Предпатомского прогиба [1, 3]. В это время структурный план зоны кардинально отличался от современного – падение пластов происходило в юго-восточном направлении. Положение первичных структурно-стратиграфических залежей контролировалось особенностями распространения резервуара.

Впоследствии в ходе тектонической инверсии (конец палеозоя – мезозой) и формирования современной структуры антеклизы направление падения пластов в зоне изменилось с юго-восточного на северо-западное. При этом первичные залежи в принципе могли быть разрушены. Однако имеющиеся данные показывают, что их разрушению препятствовал процесс гипергенного засоления порового пространства резервуаров, протекавший уже после аккумуляции основной массы углеводородов. Из анализа литературных данных следует, что в результате остывания недр в поровом пространстве водонасыщенных коллекторов за пределами первичных залежей произошло выпадение галита [14, 15]. Это привело к запечатыванию скоплений углеводородов и их сохранению в ходе тектонической инверсии. Примерами таких залежей могут служить залежь в горизонте ВЧ Верхнечонского месторождения и, вероятно, Тымпучиканская залежь.

Вилучанская зона доказанного нефтегазонакопления расположена в пределах Вилучанской седловины, выделена по типу ловушек углеводородов. В отложениях харыстанского пласта здесь выявлена небольшая залежь структурного типа с литологическими ограничениями в пределах Верхневилучанского поднятия. Вероятный тип ловушек – структурные с литологическими ограничениями. Строе и перспективы нефтегазонакопления Вилучанской зоны могут стать предметом самостоятельного научного исследования.

Суларская зона прогнозного нефтегазонакопления занимает значительную территорию в зоне сочленения Непско-Ботубинской антеклизы и Предпатомского регионального прогиба, выделена по типу ловушек углеводородов. Ресурсы углеводородов в автохтонной части связываются с линейными антиклиналями, борта которых могут быть осложнены разрывными нарушениями [16]. В пределах ловушек возможны существенные литологические осложнения, связанные с латеральным замещением коллекторов.

Северо-Суларская зона прогнозного нефтегазонакопления расположена севернее Суларской зоны, протягивается полосой вдоль границы выклинивания хамакинского горизонта, прогнозируется как зона раз-

вития структурно-стратиграфических ловушек, связанных с трансгрессивным выклиниванием хамакинского резервуара вверх по восстанию пластов.

Улаханский продуктивный горизонт. Согласно результатам выполненного фациального моделирования Улаханский горизонт предположительно распространён вдоль всего северо-западного склона рассматриваемой части Непско-Ботубобинской антеклизы [8]. В его составе выделены:

- одна зона доказанного нефтегазонакопления (Иреляхская);
- одна зона прогнозного нефтегазонакопления (Северо-Непская) (рис. 2).

Иреляхская зона доказанного нефтегазонакопления расположена в северной части Мирнинского выступа, выделена по типу ловушек углеводородов. Отложения улаханского продуктивного горизонта в пределах Иреляхской зоны попадают в область динамического влияния Вилуйско-Мархинского регионального разлома. Соответственно основным типом ловушек в зоне являются структурные дизъюнктивно экранированные ловушки, достаточно хорошо изученные на Маччобинском, Иреляхском, Нелбинском, Станахском месторождениях. Дополнительным типом ловушек могут быть структурно-литологические ловушки с тектоническими осложнениями, связанные с литологическим замещением песчаников аргиллитами вверх по восстанию пластов в пределах приподнятых блоков. Примером такого объекта может служить Среднеботубобинская залежь.

Северо-Непская зона прогнозного нефтегазонакопления расположена юго-западнее Иреляхской зоны и протягивается полосой вдоль предполагаемой границы выклинивания улаханского горизонта на северо-западном склоне антеклизы, выделена по типу ловушек углеводородов и условиям сохранности залежей. Как и в случае хамакинского горизонта, нефтегазонакопление в зоне должно было начаться еще в раннем палеозое, когда структурный план отложений кардинально отличался от современного. Затем произошла тектоническая инверсия – смена направления падения пластов с юго-восточного на северо-западное. При этом процессам разрушения залежей должно было препятствовать как литологическое замещение коллекторов глинистыми отложениями вверх по современному восстанию пластов, так и засоление порового пространства коллекторов за пределами первичных залежей. Соответственно Северо-Непская зона прогнозируется как зона развития структурно-литологических ловушек, связанных как с литологическим замещением ула-

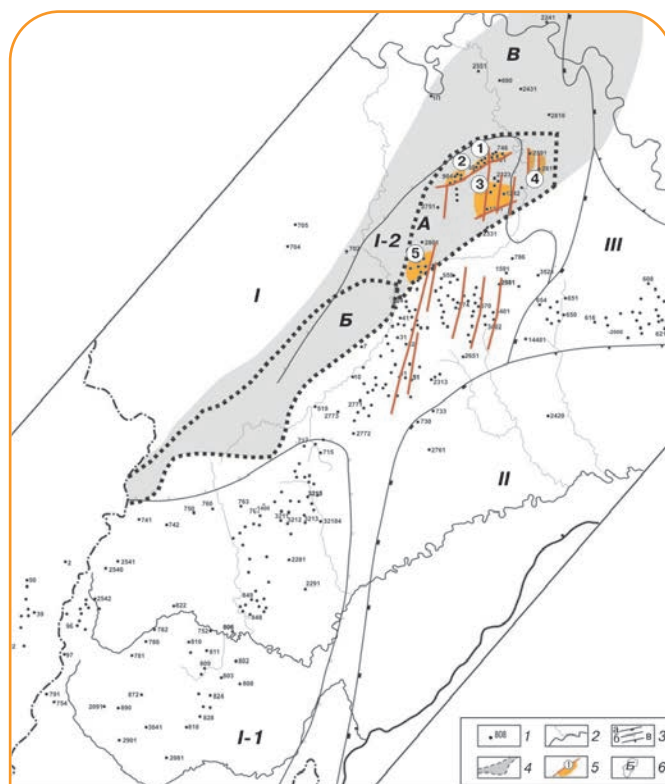


Рис. 2. Зоны нефтегазонакопления в улаханском продуктивном горизонте на северо-востоке Непско-Ботубобинской антеклизы:

зоны нефтегазонакопления: А – Иреляхская; Б – Северо-Непская; В – зона неопределенности; залежи: ① – Иреляхская, ② – Маччобинская, ③ – Нелбинская, ④ – Станахская, ⑤ – Среднеботубобинская; I–I-2, 1–6 – то же, что на рис. 1

ханского резервуара вверх по восстанию пластов, так и с наличием в нем зон засоления.

Следует особо отметить, что выделенная Северо-Непская зона примерно совпадает с Гиллябкинской зоной [5]. Дополнительные перспективы зоны могут быть связаны с талахским продуктивным горизонтом улучшенного качества.

Значительная часть территории на севере доказанной области распространения улаханского продуктивного горизонта отнесена к области неопределенности. Пять скважин, заложенных к северу от Иреляхского и Маччобинского месторождений в пределах подготовленных сейсморазведкой малоамплитудных структурных ловушек, вскрыли водонасыщенный улаханский продуктивный горизонт. Вероятно, это могло произойти, как минимум, по двум причинам:

- отсутствие структурных ловушек;
- расположение структурных ловушек за пределами области дальней латеральной миграции углеводородов.

По мнению автора, необходимы разработка и выполнение специальной программы комплексных гео-

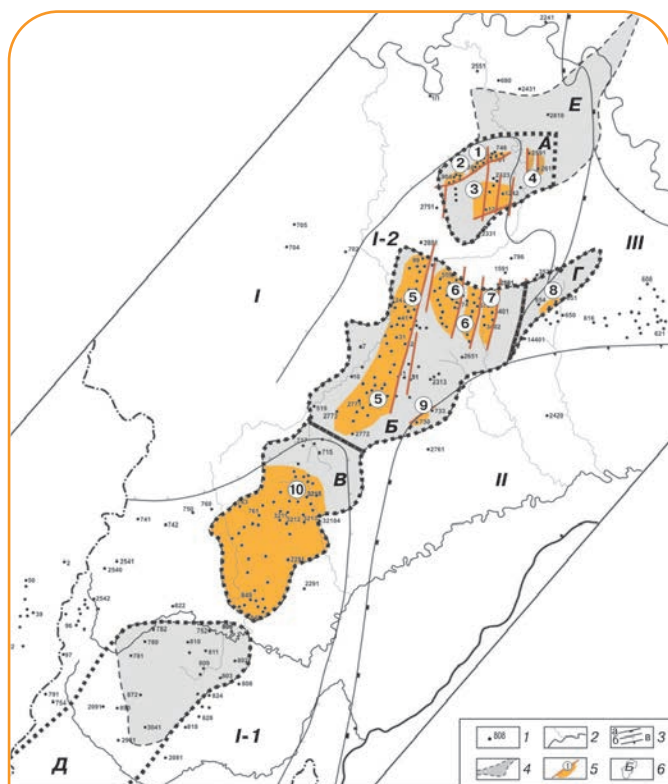


Рис. 3. Зоны нефтегазонакопления в ботубобинском продуктивном горизонте на северо-востоке Непско-Ботубобинской антеклизы:

зоны нефтегазонакопления: А – Иреляхская; Б – Среднеботубобинская; В – Чаяндинская; Г – Иктехская; Д – Юго-Западная; Е – область неопределенности; залежи: ① – Иреляхская, ② – Маччобинская, ③ – Нелбинская, ④ – Станаская, ⑤ – Среднеботубобинская, ⑥ – Тас-Юрехская, ⑦ – Бесюрехская, ⑧ – Иктехская, ⑨ – Хотого-Мурбайская, ⑩ – Чаяндинская; I-I-2, 1-6 – то же, что на рис. 1

логических исследований, направленных на оценку перспектив нефтегазоносности этой территории.

Ботубобинский продуктивный горизонт. В составе горизонта закартированы два крупных вдольбереговых пляжево-баровых комплекса – резервуара: Иреляхский и Среднеботубобинский [8]. Горизонт распространен вдоль оси рассматриваемой части Непско-Ботубобинской антеклизы.

В составе ботубобинского продуктивного горизонта выделены:

- четыре зоны доказанного нефтегазонакопления (Иреляхская, Среднеботубобинская, Чаяндинская, Иктехская);
- одна зона прогнозного нефтегазонакопления (Юго-Западная) (рис. 3).

Все зоны выделены по типу ловушек углеводородов. Геологических особенностей территории, поразному влияющих на сохранность залежей, пока не установлено.

Иреляхская зона доказанного нефтегазонакопления расположена в северной части Мирнинского

выступа – выделена в Иреляхском пляжево-баровом комплексе. Отложения ботубобинского продуктивного горизонта в пределах Иреляхской зоны попадают в область динамического влияния Вилуйско-Мархинского регионального разлома. Соответственно основным типом ловушек в зоне являются структурные дизъюнктивно экранированные ловушки, достаточно хорошо изученные на Маччобинском, Иреляхском, Нелбинском, Станаском месторождениях.

Дополнительным типом ловушек могут быть структурно-литологические с тектоническими осложнениями, связанные с литологическим замещением песчаников вверх по восстанию пластов в пределах приподнятых блоков.

Среднеботубобинская зона доказанного нефтегазонакопления расположена в центральной части Мирнинского выступа, выделена в Среднеботубобинском пляжево-баровом комплексе.

Отложения ботубобинского продуктивного горизонта в пределах Среднеботубобинской зоны также попадают в область динамического влияния Вилуйско-Мархинского регионального разлома. Соответственно основным типом ловушек в зоне являются структурные дизъюнктивно экранированные ловушки, достаточно хорошо изученные на Среднеботубобинском, Тас-Юрехском, Бесюрехском месторождениях.

Чаяндинская зона доказанного нефтегазонакопления расположена в северо-восточной части Непского свода, выделена в Среднеботубобинском пляжево-баровом комплексе. Территория зоны практически совпадает с Чаяндинской структурно-литологической залежью углеводородов, контролируемой замещением ботубобинских песчаников вверх по восстанию пластов.

Иктехская зона доказанного нефтегазонакопления расположена между Иктехским и Юрегинским поднятиями, выделена в Среднеботубобинском пляжево-баровом комплексе. В пределах зоны на северном борту Иктехского поднятия открыта небольшая структурно-литологическая залежь, связанная с литологическим замещением ботубобинских песчаников в своде структуры. Аналогичную по строению залежь можно прогнозировать на южном борту Юрегинского поднятия. Зона отсутствия коллекторов в своде Юрегинского поднятия уже доказана бурением скважин.

Ранее уже отмечалось, что в центральной части Непского свода характер обособления фации прибрежно-морских песчаников в составе ботубобинского продуктивного горизонта меняется: от вдоль-

береговых пляжево-баровых комплексов к приустьевым изометричным или вытянутым вкрест простирания палеосклона. Была высказана гипотеза, что рассматриваемые отложения с аналогичной фациальной структурой будут распространены и на юго-западе Непско-Ботуобинской антеклизы [8].

На основании полученных результатов фациального моделирования была выделена Юго-Западная зона прогнозного нефтегазонакопления, связанная преимущественно с литологическими ловушками углеводородов. Зона начинается в центральной части Непского свода и далее предполагается в юго-западной части Непско-Ботуобинской антеклизы.

Как и в случае с улаханским продуктивным горизонтом, значительная часть территории на севере доказанной области распространения Ботуобинского продуктивного горизонта отнесена к области неопределенности. На Багдынской площади скважиной вскрыт самый мощный разрез ботуобинского горизонта в пределах зоны (до 20 м), однако коллекторы оказались водонасыщенными. Является ли причиной этого отсутствие структурной ловушки или ограниченность дальней латеральной миграции углеводородов – предстоит выяснить в ходе реализации специальной программы комплексных геологических исследований, направленных на оценку перспектив нефтегазоносности этой территории.

Заключение

Таким образом, главные результаты выделения в основных продуктивных горизонтах терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботуобинской НГО зон нефтегазонакопления можно свести к следующим положениям.

1. Хамакинский продуктивный горизонт.

Выделены три зоны доказанного нефтегазонакопления (Талаканская, Северо-Непская, Вилючанская) и две зоны прогнозного нефтегазонакопления (Суларская, Северо-Суларская);

Наиболее интересными в геологическом отношении являются Северо-Непская и Северо-Суларская зоны. Первая из них связана со специфическими структурно-литологическими ловушками, образовавшимися в результате инверсии структурного плана отложений вследствие запечатывания залежей галитовым цементом. Дополнительные перспективы в ее пределах могут быть связаны с талахским продуктивным горизонтом улучшенного качества. Во второй зоне прогнозируются структурно-стратиграфические ловушки, свя-

занные с трансгрессивным выклиниванием хамакинского горизонта. С ними могут быть связаны новые направления ГРП в районе.

2. Улаханский продуктивный горизонт.

Выделены одна зона доказанного нефтегазонакопления (Иреляхская) и одна зона прогнозного нефтегазонакопления (Северо-Непская).

Наиболее интересной в геологическом отношении является Северо-Непская зона, связанная с постинверсионными структурно-литологическими ловушками, формирование которых обусловлено как замещением проницаемых песчаников глинистыми отложениями вверх по восстанию пластов, так и процессами засоления резервуаров. С этой зоной также может быть связано новое направление ГРП в районе.

3. Ботуобинский продуктивный горизонт.

Выделены четыре зоны доказанного нефтегазонакопления (Иреляхская, Среднеботуобинская, Чаяндинская, Иктехская) и одна зона прогнозного нефтегазонакопления (Юго-Западная).

Наиболее интересной в геологическом отношении является Юго-Западная зона, связанная преимущественно с литологическими ловушками, образованными песчаными телами приустьевых баров. С этой зоной может быть связано новое направление ГРП в юго-западной части Непско-Ботуобинской НГО.

Список литературы

1. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – М.: Недра, 1981. – 552 с.
2. Конторович А.Э., Сурков В.С., Трофимук А.А. Главные зоны нефтегазонакопления в Лено-Тунгусской провинции // Развитие учения И.М. Губкина в нефтяной геологии Сибири. – Новосибирск: Наука, 1982. – С. 22–42.
3. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. – Новосибирск: Наука, 1986. – 245 с.
4. Шемин Г.Г. Геология и перспективы нефтегазоносности венда и нижнего кембрия центральных районов Сибирской платформы (Непско-Ботуобинская, Байкитская антеклизы и Катангская седловина). – Новосибирск: СО РАН, 2007. – 467 с.
5. Мельников Н.В., Мельников П.Н., Смирнов Е.В. Зоны нефтегазонакопления в районах проведения геолого-разведочных работ Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. – 2011. – № 8. – С. 1151–1163.

6. Прогнозирование новых зон нефтегазоаккумуляции в юго-западной части Сибирской платформы / А.И. Варламов, В.Н. Ларкин, Е.А. Копилевич [и др.] // Геология нефти и газа. – 2013. – № 1. – С. 5–11.
7. Сафронов А.Ф. Зоны нефтегазоаккумуляции на северо-востоке Непско-Ботубинской антеклизы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 7. – С. 18–24.
8. Лебедев М.В. Фациальная модель верхней части терригенных отложений венда северо-востока Непско-Ботубинской нефтегазоносной области (Сибирская платформа) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 11. – С. 38–51.
9. Трофимук А.А., Карогодин Ю.Н., Мовшович Э.Б. Проблемы совершенствования понятий базы геологии нефти и газа на примере понятия «зона нефтегазоаккумуляции» // Геология и геофизика. – 1982. – № 5. – С. 5–11.
10. Прищепина О.М. Зоны нефтегазоаккумуляции – методические подходы к их выделению, обеспечивающие современное решение задач отрасли // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – электронный научный журнал. – 2008. – № 2. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf.
11. Тектоника венд-силурийского структурного яруса осадочно-чехла Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Сибирская платформа) / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2004. – № 1. – С. 100–109.
12. Тектоническая карта венд-нижнепалеозойского структурно-яруса Лено-Тунгусской провинции Сибирской платформы / А.Э. Конторович, С.Ю. Беляев, А.А. Конторович [и др.] // Геология и геофизика. – 2009. – № 8. – С. 851–862.
13. Хоменко А.В., Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О. Древняя зона нефтегазоаккумуляции в южной части Сибирской платформы (Катангское поднятие) // Геология и геофизика. – 2002. – № 2. – С. 188–191.
14. Кальвин И.А., Моисеев В.А., Буторов В.В. Условия кристаллизации соли в поровом пространстве коллекторов Непского свода // Геология нефти и газа. – 1990. – № 6. – С. 23–25.
15. Анциферов А.С. Метаморфизм рассолов и засоление коллекторов нефти и газа в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции // Геология и геофизика. – 2003. – № 6. – С. 499–510.
16. Рябкова Л.В. Перспективы нефтегазоносности зоны сочленения Непско-Ботубинской и Предпатомской нефтегазоносных областей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. – № 9. – С. 32–35.

References

1. *Geologiya nefi i gaza Sibirskoy platformy* (Oil and Gas Geology of the Siberian Platform): edited by Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Moscow: Nedra Publ., 1981, 552 s.
2. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., *Collected papers "Razvitie ucheniya I.M. Gubkina v neftyanoy geologii Sibiri"* (Development of the Gubkin I.M. doctrine Gubkin in oil geology of Siberia), Novosibirsk: Nauka Publ., 1982, pp. 22–42.
3. *Nepsko-Botuobinskaya antekliza – novaya perspektivnaya oblast' dobychi nefi i gaza na Vostoke SSSR* (Nepa-Botuoba antecline - a new promising area of oil and gas in the East of the USSR), edited by Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., Novosibirsk: Nauka Publ., 1986, 245 p.
4. Shemin G.G., *Geologiya i perspektivy neftegazonosnosti venda i nizhnego kembriya tsentral'nykh rayonov Sibirskoy platformy* (Nepsko-Botuobinskaya, Baykitskaya anteklizy i Katangskaya sedlovina) (Geology and oil and gas potential Vendian and Lower Cambrian deposits of central regions of the Siberian Platform (Nepa-Botuoba, Baikite antecline and Katanga saddle)), Novosibirsk: Publ. of SB RAS, 2007, 467 p.
5. Mel'nikov N.V., Mel'nikov P.N., Smirnov E.V., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 2011, no. 8, pp. 1151–1163.
6. Varlamov A. I., Larkin V.N., Kopilevich E.A. et al., *Geologiya nefi i gaza = The journal Oil and Gas Geology*, 2013, no. 1, pp. 5–11.
7. Safronov A.F., *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, no. 7, pp. 18–24.
8. Lebedev M.V., *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, no. 11, pp. 38–51.
9. Trofimuk A.A., Karogodin Yu.N., Movshovich E.B., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 1982, no. 5, pp. 5–11.
10. Prishchepa O.M., *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Petroleum Geology - Theoretical and Applied Studies*, 2008, no. 2, URL: http://www.ngtp.ru/rub/12/14_2008.pdf.
11. Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A. et al., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 2004, no. 1, pp. 100–109.
12. Kontorovich A.E., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.A. et al., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 2009, no. 8, pp. 851–862.
13. Khomenko A.V., Kuznetsova E.N., Gordeeva A.O., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 2002, no. 2, pp. 188–191.
14. Kal'vin I.A., Moiseev V.A., Butorov V.V., *Geologiya nefi i gaza = The journal Oil and Gas Geology*, 1990, no. 6, pp. 23–25.
15. Antsiferov A.S., *Geologiya i geofizika = Russian Geology and Geophysics*, 2003, no. 6, pp. 499–510.
16. Ryabkova L.V., *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2002, no. 9, pp. 32–35.

Применение современных мультимедийных технологий проецирования в продвижении корпоративной рекламы на автозаправочных комплексах

В.В. Борачук, Ю.Н. Марков (ОАО «Белгороднефтепродукт»)

Продвижение нефтепродуктов на рынке – значительная составляющая успешной деятельности любой вертикально интегрированной компании. Целью предложенной работы является разработка концепции и основных положений проекта по внедрению нового подхода к рекламированию и продвижению продуктов нефтегазового сектора, а именно: разработка системы проецирования рекламных изображений и видеороликов на торцевые поверхности зданий автозаправочных комплексов (АЗК).

К основным способам представления рекламируемых товаров и услуг на АЗК можно отнести трансляцию видеороликов на мониторах в торговом зале, размещение рекламных щитов, растяжек и плакатов на АЗК. Кроме того, существуют более дорогостоящие способы продвижения товаров и услуг, такие как реклама в прессе, на радио- и телеканалах, в сети Интернет. При этом наиболее эффективна реклама, способная заинтересовать клиента своей интерактивностью и новаторством.

Один из перспективных способов рекламирования товаров и услуг, который ранее никогда не применялся в сети АЗК, – проецирование рекламных видеороликов на

стену здания АЗК. Диагональ выводимых таким образом изображений превышает 7 м. Применение мультимедийных проекторов не нарушает требования действующего законодательства РФ и прочих регламентирующих документов, при этом эффективность такого рода рекламы существенна.

В настоящее время широкое распространение получили следующие типы проекторов: 1) жидкокристаллические; 2) DLP; 3) LCOS; 4) светодиодные. При разработке данного проекта был использован один из наиболее бюджетных DLP-проекторов – Viewsonic PJ5132, обладающий достаточным набором характеристик для применения в рекламных целях. В качестве источника видеосигнала использовался медиапроигрыватель SmartTV DNS, для защиты от воздействия окружающей среды – бокс во влагозащищенном исполнении IP54.

Пилотный проект был апробирован на АЗК ОАО «Белгороднефтепродукт» №128 в с. Вознесеновка и на АЗК №43 в п. Ивня Белгородской области. В результате значительно увеличились объемы реализации нефтепродуктов и сопутствующих товаров.



Вывод рекламного изображения на здание АЗК с помощью проектора

Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины*

А.А. Воронин (ОАО «Оренбургнефть»)

Ключевые слова: прогнозирование поглощений, опрессовка ствола, давление утечки, градиент гидроразрыва.
Key words: mud-loss prognosis, pressure test open hole, leak-off test, frac gradient.

Адреса для связи: AAVoronin@rosneft.ru, Voronin_a.a@mail.ru

Введение

Как показывает опыт, практически все бурящиеся скважины в Оренбургском регионе осложнены поглощениями в том или ином интервале, при этом вероятность возникновения поглощения в процессе бурения составляет примерно 50 %. Данные о градиентах гидроразрыва пород (ГРП) по разрезу, которые приведены в групповых рабочих проектах на строительство скважин, являются расчетными и часто не подтверждаются. Вопрос возникновения поглощения особенно актуален при наличии вскрытых продуктивных интервалов, что неизбежно ведет к снижению фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны пласта, а также при цементировании эксплуатационной и технической колонн, что отражается на высоте подъема цемента, качестве крепления скважины, ее ресурсе и потенциале при пуске в эксплуатацию.

Для прогнозирования поглощений бурового раствора необходимы оценка минимального градиента гидроразрыва пород по стволу скважины, получение реальных данных о градиенте ГРП в бурящейся скважине (стандарт NORSOK D-010 3 2004). Для этого требуется решение нескольких задач: перерасчет градиентов гидроразрыва с учетом опыта бурения окружающих скважин; прогнозирование поглощения при цементировании с помощью проведения поинтервальной опрессовки

ствола; учет полученных данных при проектировании заканчивания бурящихся и планировании строительства будущих скважин.

Предпроектное исследование

Для осуществления эффективного бурения нужно знать предельно допустимую плотность бурового раствора, при которой давление на забое не будет превышать давление начала раскрытия трещин. Это давление на забое в практике бурения скважин называют давлением «утечки» $p_{ут}$ [2]. Данный вопрос особенно актуален для правильного выбора способа заканчивания скважины (применение либо отказ от применения устройств ступенчатого цементирования (УСЦ), гидравлических пакеров (ПГПМ и др.) и подбора плотности цементного раствора.

При анализе причин поглощения в скв. N Росташинского месторождения выявлено, что ГРП произошел в момент, когда забойное давление было равно 47,6 МПа, в то время как согласно данным группового рабочего проекта давление гидроразрыва пласта $p_{ГРП}$ должно составлять порядка 73,2 МПа. При сопоставлении фактического давления ГРП с давлением, которое было бы на данной глубине при цементировании, давление столба цемента и раствора превышало бы данное давление минимум на 1,2 МПа, что свидетельствует о нару-

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного А.А. Ворониным на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (II место).

шении нормального хода работ при цементировании и недостижении проектного значения высоты подъема цемента.

Выбор способа решения

Вопрос прогнозирования зон поглощений необходимо рассматривать, опираясь на перерасчет давлений ГРП по стволу с учетом опыта бурения соседних скважин и значений коэффициента Пуассона согласно «Руководству по контролю ГНВП» компании ТНК-ВР (май, 2011 г.), так как значения коэффициента именно из этого источника позволяют получить значения давления гидроразрыва, наиболее близкие к фактическим. Таким образом, поглощение становится вполне предсказуемым. Давление ГРП с помощью коэффициента Пуассона рассчитывается по следующей формуле

$$P_{ГРП} = \left(\frac{\mu}{1-\mu} \right) \cdot (P_{гор} - P_{пор}) + P_{пор}, \quad (1)$$

где μ – коэффициент Пуассона; $P_{гор}$, $P_{пор}$ – давления соответственно горное и поровое.

Было отмечено, что в большинстве случаев разница гидростатических давлений бурового и цементного растворов равна или близка к значению давления опрессовки пород на башмаке предыдущей колонны, а также соответствует давлению опрессовки башмака – всегда больше или равна давлению, которого не хватает, чтобы зацементировать скважину в одну ступень. Таким образом, если опрессовка пород на башмаке проведена успешно, то существует возможность бурить скважину и поинтервально проводить опрессовку ствола на это давление. Во время опрессовок возможно достижение давления «утечки» для вновь вскрытого горизонта (яруса). Если статическое давление бурового раствора превышает напряженное состояние горных пород, то в призабойной зоне пласта будет происходить их деформация, сопровождаемая раскрытием трещин. Для горных пород постепенное нагружение давлением сопровождается изменением давления в них во времени в зависимости от объема закачиваемого в скважину раствора.

Существующий в настоящее время метод определения давлений «утечки» и гидроразрыва пород заключается в следующем: через колонну труб с помощью насосов цементировочных агрегатов нагнетают буровой раствор либо в колонну бурильных труб при закрытом затрубном пространстве, либо в затрубное пространство при закрытом трубном пространстве. В процессе нагнетания замеряют

давление на устье скважины через промежутки времени при минимально возможной подаче насосов. Одновременно с замерами давления определяют объемы закачиваемого в скважину бурового раствора, а после ее открытия – объем вышедшего бурового раствора. По данным замеров строят график изменения давления на устье скважины в зависимости от объема нагнетаемого бурового раствора и (или) от времени нагнетания. При определении давления «утечки», как только происходит отклонение линейной зависимости давления от объема закачиваемого бурового раствора или от времени, закачку раствора прекращают. Для оценки давления гидроразрыва горных пород закачку следует продолжать до тех пор, пока не произойдет ГРП [2]. Типичная кривая изменения давления «утечки» во времени представлена на рис. 1.



Из него видно, что прямая линия продолжается до т. В, начиная с которой кривая значений и давлений отклоняется вправо. Начиная с т. В снижается приращение давления в зависимости от одних и тех же объемов закачиваемого бурового раствора. В связи с этим по т. В, в которой происходит переход от упругой деформации к пластической, определяется давление «утечки».

При дальнейшем повышении давления до т. С отмечается потеря части бурового раствора в результате раскрытия трещин и его поглощения. Т. С отвечает давлению, при котором происходит гидроразрыв горных пород, $P_{ГРП}$. При дальнейшем нагнетании жидкости в этой точке давление резко падает, что свидетельствует об образовании трещин гидроразрыва.

После того как давление нагнетания на устье скважины в т. В будет зафиксировано, можно определить давление «утечки» по формуле

$$p_{yt} = p_n + \rho_{б.р} \cdot g \cdot H - \Delta p_\theta, \quad (2)$$

где p_n – давление нагнетания на устье скважины; $\rho_{б.р}$ – средняя плотность бурового раствора в скважине глубиной H в зависимости от средних значений давления и температуры; Δp_θ – снижение гидростатического давления на забое скважины, обусловленное статическим напряжением сдвига θ при нагнетании бурового раствора в колонну буровых труб.

Планирование деятельности по реализации выбранного способа решения

На основании вышеизложенного работы планировалось выполнить в соответствии со следующим алгоритмом.

1. Опрессовка пород на башмаке на давление согласно проекту (или на давление утечки). Данное давление выбрано как базисное, которое совместно с гидростатическим будет воздействовать на цементный камень и породы на башмаке при нефтегазопроявлениях (НГВП) и 100%-ном замещении бурового раствора в скважине на пластовый флюид [2].

2. Разбуривание нижележащих пород с использованием бурового раствора (интервалы, где происходят поглощения) и поинтервальная опрессовка ствола на давление опрессовки башмака в соответствии с процедурой Leak-off test. Таким образом, по мере углубления существует возможность получать подтвержденные сведения. Процедура проводится при плановом подъеме при нахождении КНБК в башмаке колонны. Для учета влияния статистического напряжения сдвига бурового раствора на распределение давления по стволу, которое описывалось выше, замеряется давление в трубном и затрубном пространствах.

3. По достижении проектного забоя имеются реальные данные, которые можно учитывать для моделирования цементирования – решается задача подъема цемента до нужной глубины и при прочих равных условиях сдача скважины, полностью соответствующей проектным решениям, в эксплуатацию.

4. Полученные данные необходимо учитывать в соответствии с предполагаемой горно-геологической моделью [3], а также инициировать пересчет группового проекта согласно уточненным данным или учитывать уточненную информацию при разработке новых групповых рабочих проектов.

Реализация плана

Впервые целевая опрессовка ствола была проведена в скв. 2 Конновского месторождения. Объект был выбран не случайно (месторождение относится к категории сложнопостроенных), и проведению работ предшествовала тщательная подготовка. В предыдущей скв. 1, находящейся на этом же кусте, в процессе бурения под эксплуатационную колонну было вскрыто 13 зон поглощения.

Все значения градиентов гидроразрыва были учтены при планировании бурения скв. 2, проведена опрессовка ствола при глубине 3162 м. Данные результатов опрессовки и график давлений представлены в таблице и на рис. 2. Следует отметить, что давление начала утечки не было достигнуто, причем целенаправленно, по ряду причин: первый опыт, значение, достаточное для выдерживания давления цементного столба, и т.д.

Время, мин	Объем закачанного бурового раствора, л			Давление на устье скважины, МПа		
	теоретический накопленный	фактический	фактический накопленный	$P_{тр}$ теоретическое	$P_{тр}$ фактическое	$P_{к.п}$ фактическое
2	8,04	37,98	37,98	0,5	0,5	0
4	24,13	75,96	113,94	1,0	1,0	0,5
2	43,43	18,99	132,93	1,2	0,8	0,6
2	65,95	37,98	170,91	1,4	1,2	0,8
2	91,69	56,97	227,88	1,6	1,2	1,0
1	120,64	18,99	246,87	1,8	1,4	1,2
2	152,81	56,97	303,84	2,0	1,5	1,3
11	193,03	140	443,84	2,5	2,0	1,8
5	241,29	80,00	523,84	3,0	2,4	2,2
7	299,19	55,00	578,84	3,6	2,7	2,5
	360,32			3,8		

Примечание. $P_{тр}$, $P_{к.п}$ – давление соответственно в трубном и кольцевом пространстве

Результатом стало беспрецедентное ускорение строительства скважины на Конновском месторождении в связи с тщательной проработкой технологических решений по предупреждению поглощений. Во время бурения была вскрыта зона поглощения только на глубине 3693 м. Все остальные зоны прошли без поглощений, а зона на глубине 3693 м была ликвидирована задавкой

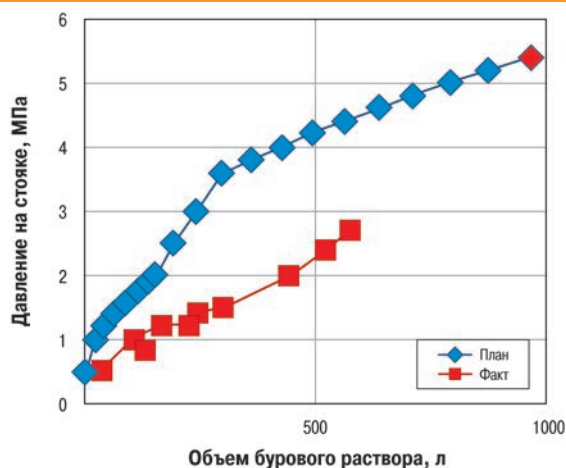


Рис. 2. Зависимость давления на стояке от объема закачанного бурового раствора

кольматирующей пачки при давлении, определенном во время опрессовки на глубине 3162 м. Значения $p_{ГРП}$ для данной глубины были учтены и использованы при моделировании процесса цементирования.

Требования ОТ, ТБ и ООС при проведении опрессовки открытого ствола не отличаются от требований при опрессовке противовыбросового оборудования, а оценка технологических рисков сводится к минимально допустимому уровню при тиражировании операции и таким образом свидетельствует о повышении опыта привлеченного персонала.

Заключение

Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины позволяет в соответствии с реальными условиями, после согласования с проектным институтом, подобрать цемент необходимой системы и плотности для обеспечения прочности и достижения высоты подъема цемента согласно проекту. Кроме того, это дает информацию о фактическом

«самом слабом месте ствола» для расчета критического объема притока и недопущения подземного выброса в случае ГНВП. Получаемая уточненная геологическая информация о градиентах будет использована при планировании строительства будущих скважин и принятия заблаговременных технологических решений с целью предупреждения поглощений.

Экономический эффект достигается за счет экономии на суточной ставке бурового станка и отказа от оборудования УСЦ, а также за счет прогнозирования зон поглощения: если учесть, что катастрофические зоны поглощения, как правило, до вскрываются с неоднократной установкой кольматирующих пачек и последующим их закреплением цементным мостом, то отсутствие одного такого поглощения позволяет сэкономить несколько миллионов рублей.

Список литературы

1. Старощук А.В. Причины рапо-, нефте-, и газопровывлений при бурении скважин на утяжеленных буровых растворах // Нефтяное хозяйство. - 2011. - № 4. - С. 90-93
2. Семенякин В.С., Семеняк М.В., Семенякин П.В. Особенности формирования аномально высоких пластовых давлений // Газовая промышленность. - 1997. - № 12. - С. 50-52.
3. Методическое руководство OLF-117 по целостности скважин. - Norwegian Oil and Gas Association, 2008.

References

1. Staroshchuk A.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2011, no. 4, pp. 90-93
2. Semenyakin V.S., Semenyak M.V., Semenyakin P.V., *Gazovaya promyshlennost' = GAS Industry of Russia*, 1997, no. 12, pp. 50-52.
3. *Metodicheskoe rukovodstvo OLF-117 po tselostnosti skvazhin* (Methodological guidance OLF-117 on the integrity of wells), Norwegian Oil and Gas Association, 2008.

Проектирование схемы физико-химического воздействия на Озеркинском месторождении ОАО «Самаранефтегаз»

Г.Г. Гилаев, д.т.н., И.Н. Пупченко, к.э.н., С.А. Козлов,
В.А. Елесин, А.С. Нечаев (ОАО «Самаранефтегаз»),
И.А. Маринин (ООО «Дельта Ойл Сервис»),
Л.Н. Хромых (ФГБОУ ВПО «СамГТУ»)

Ключевые слова: разработка нефтяных месторождений, комплексная технология вытеснения нефти, физико-химическое воздействие, полимер, схема закачки.

Key words: development of oil fields, complex technology of oil displacement, physico-chemical impact, polymer, injection scheme.

Адрес для связи: NechaevAS@samng.ru

Введение

В настоящее время ОАО «Самаранефтегаз» владеет лицензиями на разработку и геологическое изучение более чем 100 месторождений, степень выработанности которых составляет 76 %. При этом на 55 месторождениях извлекаемые запасы нефти выработаны более чем на 80 %, а средняя обводненность продукции достигает 85 %. Закачка жидкости для поддержания пластового давления (ППД) применяется с 1939 г. Несмотря на невысокие показатели закачки в целом по обществу, на ряде месторождений уровень компенсации отбора закачкой превышает 150 %. Не соответствие средней обводненности и степени выработки, отмечаемое на многих месторождениях общества, обусловлено прорывами закачиваемой воды в направлении добывающих скважин. Данные условия благоприятствуют применению методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Поскольку грамотное управление процессом добычи нефти и выбор адекватных решений, направленных на повышение эффективности вытеснения нефти, увеличивают сроки рентабельной добычи нефти, оптимизация технологий заводнения является задачей первостепенной важности для ОАО «Самаранефтегаз».

Распространенной ошибкой сервисных компаний после выбора объекта и химического реагента для заводнения является реализация технологии с использованием стандартных технологических схем и оборудования. Это часто приводит к следующим негативным последствиям:

- неудовлетворительное качество полимерной композиции из-за неполностью растворенного полимера;

- деструкция полимера при приготовлении и закачке полимерной композиции.

В то же время технологии полимерного заводнения в совокупности с качественным подбором эксплуатационного объекта, максимальным использованием геолого-технической информации и качественным инженерным выбором закачиваемых составов имеют значительные резервы повышения эффективности. При проектировании комплексной технологии вытеснения нефти с учетом физико-химического воздействия на эксплуатационном объекте ОАО «Самаранефтегаз», профильными структурными подразделениями общества, Департаментом разработки месторождений ОАО «НК «Роснефть», совместно с сервисной организацией ООО «Дельта Ойл Сервис» предложено оптимальное решение для организации схемы закачки полимерной композиции в условиях использования в системе ППД высокоминерализованной воды плотностью 1,157 г/см³.

Разработка технологии закачки полимерных композиций

В настоящее время распространено мнение, что эффективность метода, основанного на формировании большеобъемных оторочек растворов полимеров, не настолько высока, чтобы применять его повсеместно [1, 2]. При проектировании технологии реализации полимерного заводнения необходимо учитывать следующие особенности:

- присутствие в растворе свободных радикалов, наличие ионов железа, сероводорода и кислорода, что приводит к окислительной деструкции и, как

следствие, снижению вязкостных характеристик полимерного раствора и его деструкции;

- неравномерное смешивание раствора, с образованием в результате большого количества комков при его закачке;

- механическая деструкция при закачке, комкообразование и прямое влияние на процесс растворения и концентрацию.

Перечисленные факторы реализуются при неверно адаптированной технологии приготовления и закачки ПАА.

Для проектирования технологии ПАА-заводнения по совокупности критериев был выбран участок нагнетательных скв. 48 и 49 Озеркинского месторождения¹. На объекте сформированы система разработки и система ППД. Нагнетательный фонд скважин (эксплуатационные колонны, цементный камень, НКТ, наземное оборудование) находится в исправном техническом состоянии. Геолого-физические характеристики (вязкость нефти в пластовых условиях, доля остаточных запасов нефти, проницаемость) Озеркинского месторождения объективно соответствует условиям применения полимерного заводнения в соответствии с Методическими указаниями ОАО «НК «Роснефть».

Технология физико-химического воздействия разрабатывалась на основе результатов комплекса лабораторных физико-химических и фильтрационных исследований, включающего определение физико-химических характеристик полимеров; изучение растворимости полимеров, реологических свойств растворов полимеров в свободном объеме, механической деструкции и адсорбции ПАА; фильтрационные исследования полимерных композиций на натурных моделях керна объекта предполагаемого воздействия.

Реологических исследований растворов ПАА (рис. 1), приготовленных с использованием воды системы ППД на Озеркинском месторождении, показали, что наилучшей загущающей способностью обладают FLOPAAM 1630 S, FP-107, Superpusher K 129, AN 910 VHM, FP-5205 VHM, АРАМ-3. Фильтрационные исследования (рис. 2) позволили выбрать марку ПАА с подвижностью в пористой среде наиболее близкой к пластовой нефти: растворы полимеров FP-107 и АРАМ-3. Фильтрационные исследования по определению прироста коэффициента вытеснения показали, что наилучшими показателями обладает АРАМ-3.

После выбора марки применяемого ПАА крайне важно разработать оптимальную технологию закачки,

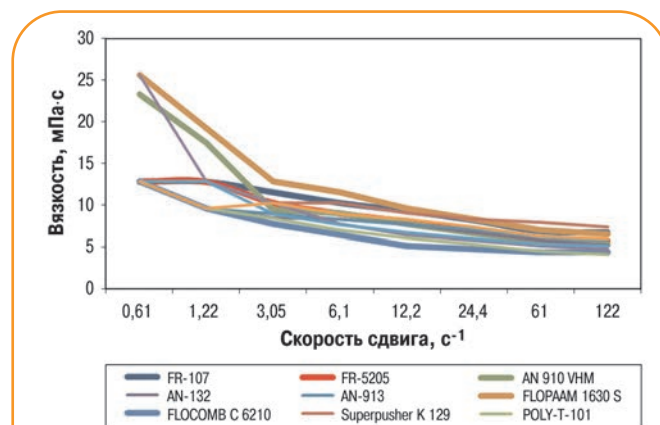


Рис. 1. Загущающая способность различных ПАА

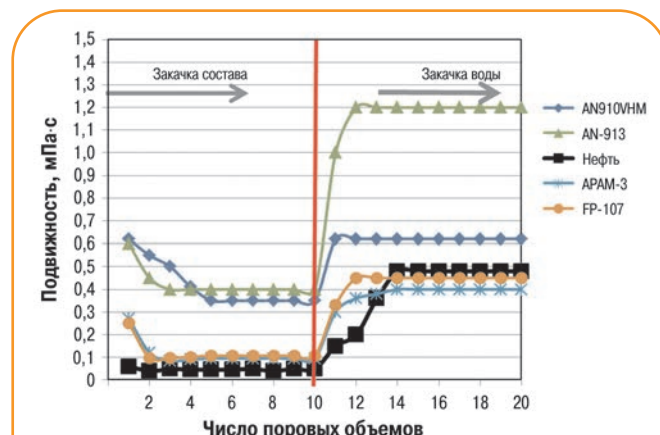


Рис. 2. Подвижность растворов ПАА в пористой среде

ки, которая должна обеспечивать полное растворение и гомогенизацию закачиваемого потока, а также минимальную деструкцию раствора ПАА при приготовлении и закачке.

Вода в системе ППД Озеркинского месторождения высокоминерализованная (более 230 г/л), что значительно влияет на растворимость ПАА. Время растворения анализируемых марок ПАА в закачиваемой воде – около 240 мин. Закачку полимерной композиции рекомендуется осуществлять с помощью специализированной установки, которая позволит минимизировать степень деструкции полимерной композиции на этапе закачки и обеспечить необходимое время растворения полимера. Значительное время растворения ПАА не позволяет использовать классическую схему закачки с дозированием в поток порошкообразного ПАА из-за недорастворения реагента до входа в пласт. Необходимое время для полного растворения ПАА можно обеспечить двумя способами.

¹ Здесь и далее номера скважин даны условно.

1. Организация большеобъемного парка емкостей для приготовления раствора полимера рабочей концентрации (в объеме среднесуточной приемистости нагнетательной скважины объекта работ).

2. Предварительное приготовление более концентрированного раствора полимера с последующим его смешиванием с закачиваемой жидкостью в пропорциях, обеспечивающих требуемую рабочую концентрацию. При этом необходимо учитывать, что использование растворов полимера достаточно высокой концентрации (высоковязкие жидкости) ограничивается техническими характеристиками насоса высокого давления (НВД), используемого для закачки композиции. Кроме того, при перекачке концентрированных растворов ПАА наблюдается высокая механическая деструкция (рис. 3).

Механическая деструкция в пористой среде происходит только в ближней призабойной зоне, на малом удалении от ствола скважины. По мере увеличения радиуса фильтрации скорость фильтрации гиперболически уменьшается, и вероятность механической деструкции приближается к нулю. Озеркинское месторождение характеризуется невысокими пластовыми температурами, что является положительным фактором при выборе этой технологии. При таких температурах полимер не подвергается химической (термоокислительной) деструкции.

Анализ результатов лабораторных исследований деструкции полимера на НВД для условий закачки полимерной композиции на Озеркинском месторождении показал резкое увеличение механической деструкции полимера при концентрации 0,5 % и более. При интервале перфорации скважин Озеркинского месторождения около 1350 м, внутреннем диаметре НКТ 63 мм и скорости закачки не менее 4 м³/ч (приемистость скважин – 90-140 м³/сут) расчетное время движения композиции до забоя не

превышает 110 мин. За это время степень растворения полимера составит менее 50-55 %, что может привести к коагуляции порового пространства недорастворенными частицами, а также не позволит закачиваемой композиции подавить вязкостную неустойчивость.

Выполнение описанных выше условий по времени растворения и минимальной деструкции закачиваемого раствора ПАА достигается путем реализации следующей схемы приготовления и закачки полимерной композиции. На первом этапе в двух емкостях поочередно в течение 4 ч (требуемое время растворения полимера) готовится высококонцентрированный полимерный раствор с содержанием полимера до 2 %. На втором этапе посредством винтового насоса происходит поочередное откачивание из емкостей высококонцентрированного полимерного раствора с разбавлением водой из водовода до промежуточной концентрации (около 0,3 %). Использование винтового насоса для перекачки высококонцентрированного полимерного раствора без давления не создает дополнительной механической деструкции.

Далее НВД проводится дозировка полимерного раствора промежуточной концентрации в водовод, идущий от водозаборной скв. 11в, где в процессе продвижения композиции по водоводу к нагнетательным скв. 48 и 49 происходит ее разбавление до рабочей концентрации. Принципиальная схема установки для закачки полимерной композиции приведена на рис. 4. Расчетные количества воды с водовода (расходомер Р1) и сухого полимера с помощью шнекового дозатора ШНД подаются на смешивающее устройство и далее в емкость смешения СМ1(СМ2). Приготовление концентрата в емкости проводится при постоянном перемешивании мешалкой, установленной в емкости, в течение 4 ч.

По окончании приготовления концентрата полимера и в момент начала его откачивания (емкость СМ1) параллельно в емкости СМ2 начинается приготовление следующей порции концентрата (цикл откачивание – приготовление). Приготовленный концентрат из емкости СМ2 винтовым насосом НВ подается в емкость СМ3, оборудованную лопастной мешалкой. Одновременно в эту же емкость поступает вода с водовода.

Расчетные дозировки воды и концентрата в емкости (СМ3) отслеживаются расходомерами Р2 и Р3. Из емкости СМ1 полимерный раствор полученной расчетной промежуточной концентрации 0,3 % закачивается с помощью насоса высокого давления в водовод. Расход закачки рассчитывается пропорционально расходу на водоводе (расходомер Р2).

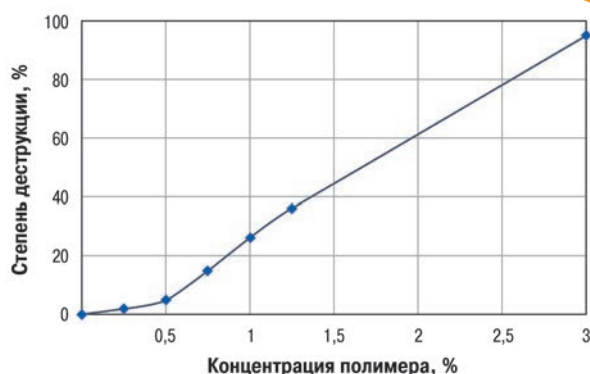


Рис. 3. Зависимость степени деструкции ПАА от концентрации перекачиваемого раствора полимера для условий эксплуатационного объекта ОАО «Самаранефтегаз»

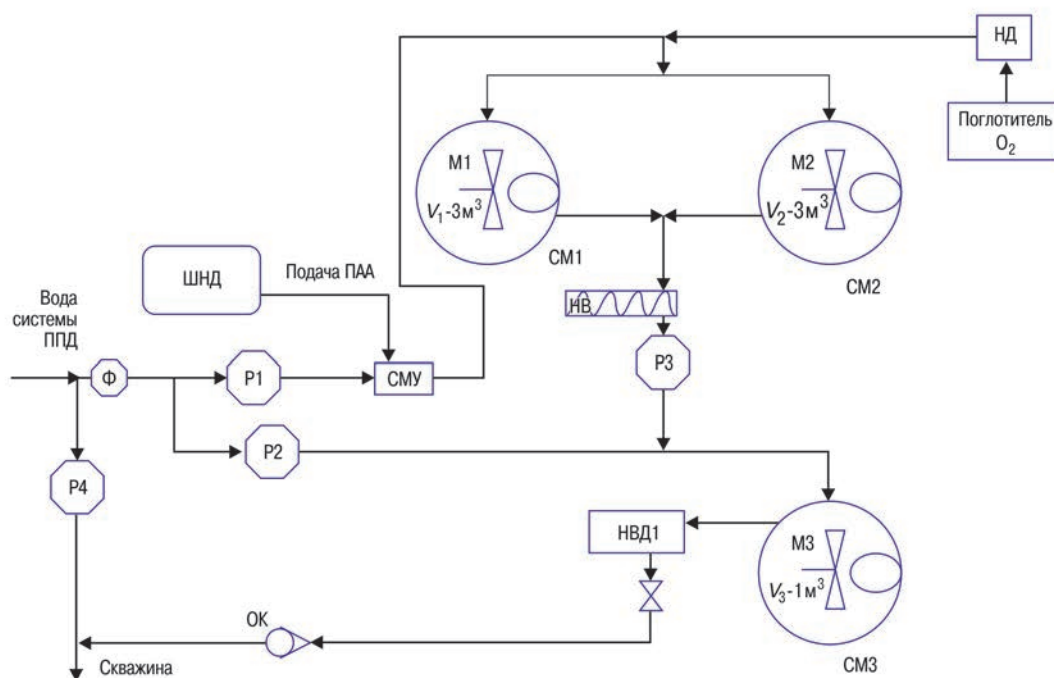


Рис. 4. Принципиальная схема установки для закачки полимерной композиции:

P1, P2, P3, P4 – расходомеры на высокое давление; СМУ – смешивающее устройство JSB S08 с воронкой; ШНД – бункер с шнековым дозатором (для больших концентраций с подачей ПАА до 250 кг/ч); НВ – винтовой насос (подача до 3 м³/ч и давление до 0,5 МПа; НВД1 – насос высокого давления (давление – до 25 МПа, расход – 4–5 м³/ч); НД – насос дозировочный 1РНД 16/16 для подачи поглотителя O₂); M1, M2, M3 – мешалки якорного типа (мотор-редуктор с максимальной частотой вращения 30 мин⁻¹); CM1, CM2, CM3 – смесительные емкости из нержавеющей стали закрытого типа с люком; Ф – фильтр высокого давления (выносной на подставке); ОК – обратный клапан

Окончательно рабочий раствор заданной концентрации, который поступает на устье нагнетательных скважин, формируется в потоке при движении по водоводу.

Выводы

1. Разработано оптимальное решение для организации схемы закачки полимерной композиции в условиях использования высокоминерализованной воды системы ППД, которое позволит минимизировать степень деструкции полимерной композиции на этапе закачки и обеспечить необходимое время растворения полимера за счет приготовления промежуточного высококонцентрированного раствора.

2. Реализация технологии закачки полимерной композиции по предложенной схеме гарантирует высокую технологическую эффективность применения полимерного воздействия, что в свою очередь обеспечивает экономическую привлекательность проекта.

3. Комплексом лабораторных исследований показано, что наибольшей эффективностью для разработки Озеркинского месторождения с высокоминерализованной пластовой водой является технология полимерного заводнения с закачкой 0,08%-ного раствора полимера марки АРАМ-3 в объеме 30 % порового объема участка воздействия.

Список литературы

1. Иванова Е.Г. Добыча нефти в результате реализации методов повышения нефтеотдачи в США и других странах Мира//ЭИ. Сер. Разработка нефтяных месторождений и методы повышения нефтеотдачи. – 1992. – № 11. – С. 1-9.
2. Современное состояние химических методов повышения нефтеотдачи// ЭИ. Сер. Нефтепромышленное дело. – 1982. – № 14. – С. 3-7.
3. Соляков Ю.В. Исследование влияния реологических свойств растворов полиакриламидов на эффективность полимерного заводнения // Дисс. канд. техн. наук. – Москва, 1976.
4. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз»/Г.Г. Гиляев, С.И. Стрункин, И.Н. Пупченко и [др.]/Самара: Изд-во Нефть. Газ. Новации, 2014. – С. 467-469.

References

1. Ivanova E.G., *Razrabotka neftyanykh mestorozhdeniy i metody povysheniya nefteotdachi*, 1992, no. 11, pp. 1-9.
2. *Sovremennoe sostoyanie khimicheskikh metodov povysheniya nefteotdachi*, Neftpromyslovoye delo, 1982, no. 14, pp. 3-7.
3. Solyakov Yu.V., *Issledovanie vliyaniya reologicheskikh svoystv rastvorov poliakrilamidov na effektivnost' polimernogo zavodneniya* (Investigation of the influence of rheological properties of polyacrylamide solution on the efficiency of polymer flooding): thesis of candidate of technical science, Moscow, 1976.
4. Gilaev G.G., Strunkin S.I., Pupchenko I.N., Ismagilov A.F., Kozlov S.A., *Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefi i gaza OAO "Samaraneftegaz"* (Engineering and technology of oil and gas of "Samaraneftegaz"), Samara: Neft'. Gaz. Novatsii Publ., 2014, pp. 467-469.

Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов*

М.С. Кувакина (ОАО «Варьеганнефтегаз»)

Ключевые слова: контактные запасы, неравномерный профиль притока, прорыв нецелевого флюида, интеллектуальные системы заканчивания скважин, трассеры.

Key words: contact stocks, uneven inflow profile, a breakthrough non-target fluid, intelligent completion systems, tracers.

Адрес для связи: mskuvakina@rosneft.ru

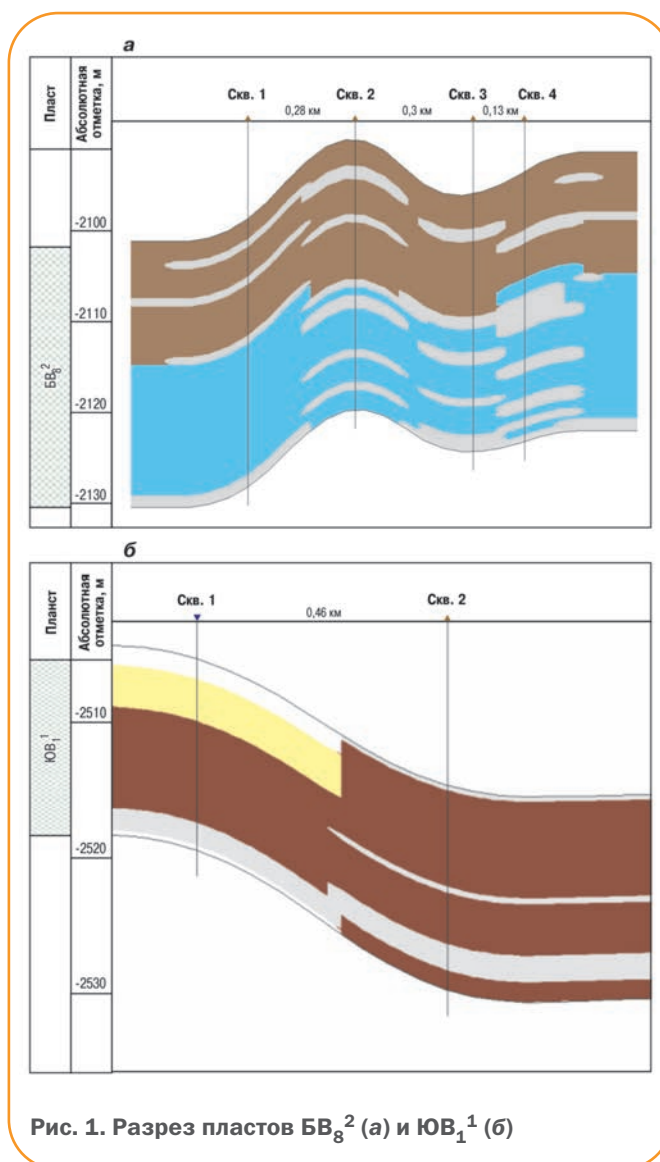
Введение

Российские нефтегазовые компании в последнее время при разработке месторождений активно применяют системы горизонтальных скважин. Такие скважины позволяют увеличить площадь контакта пласта со скважиной, повысить дебиты и приемистость, а также увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) в целом по месторождению. Несмотря на развитие технологий бурения, не решены вопросы, связанные со строительством и заканчиванием горизонтальных скважин, например, выбор и правильное применение устройств контроля притока для разработки месторождений с контактными запасами.

Особенности геологического строения Ван-Еганского месторождения

Уникальное месторождение Западной Сибири – Ван-Еганское – расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа. В разрезе представлено 73 продуктивных пласта с насыщением нефтью, газом, конденсатом. Около трети всех запасов нефти Ван-Еганского месторождения является контактными, т.е. имеют непосредственный контакт с водой или газом (нефтяные оторочки, залежи с газовыми шапками, залежи с подстилающей водой).

В рамках данной работы рассмотрены два пласта Ван-Еганского месторождения: $БВ_8^2$ и $ЮВ_1^1$. Залежи пластов нефтяные, находятся в контакте с подстилающей водой (пласт $БВ_8^2$) и газовой шапкой (пласт $ЮВ_1^1$) (рис. 1). Средняя текущая нефтенасы-



* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного М.С. Кувакиной на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (I место).

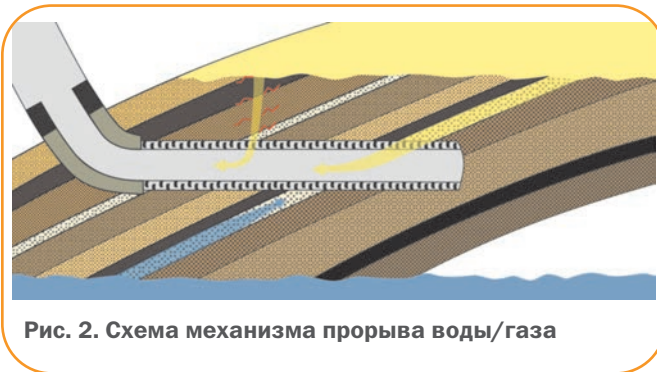


Рис. 2. Схема механизма прорыва воды/газа

щенная толщина пластов $БВ_8^2$ и $ЮВ_1^1$ составляет соответственно 4 и 5 м. Пласты характеризуются высокой послойной неоднородностью по проницаемости: проницаемость различных участков ствола в пределах пласта может различаться в 100 раз, что обуславливает риск прорыва воды или газа по высокопроницаемым прослоям. Кроме того, по пласту $ЮВ_1^1$ возможен прорыв газа перпендикулярно напластованию (рис. 2).

В качестве подтверждения возможного прорыва нецелевого флюида и неравномерности профиля притока к горизонтальному стволу был сделан расчет профиля проницаемости по нескольким скважинам и по формуле Джоши смоделирован удельный дебит жидкости на 1 м ствола. В результате выявлена высокопроницаемая зона, которая потенциально может служить каналом для прорыва воды/газа (рис. 3). Следствием прорыва являются неравномерное распределение депрессии по горизонтальному стволу и низкая эффективность разработки запасов.

Ранний прорыв нецелевого флюида подтверждается фактическими технологическими показателями работы скважин: прорыв воды в пласте $БВ_8^2$ происходит в первые месяцы после запуска скважины; по пласту $ЮВ_1^1$ отмечается высокий газовый фактор.

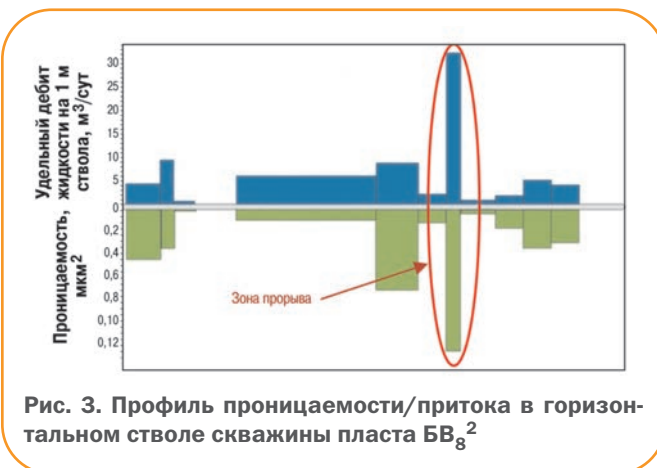


Рис. 3. Профиль проницаемости/притока в горизонтальном стволе скважины пласта $БВ_8^2$

В горизонтальном стволе существует разница между забойным давлением в «пятке» и «носке» скважины вследствие трения жидкости в хвостовике. Однако гидравлические расчеты на основе формулы Дарси – Вейсбаха показали, что потери давления небольшие (менее 0,1 МПа) и не могут значительно влиять на распределение депрессии и профиль притока в горизонтальном участке ствола скважины [1].

Таким образом, определяющим физическим эффектом, приводящим к неоднородности притока на выбранных объектах, является неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в интервалах, пересекаемых стволом скважины.

На основании проведенных расчетов и анализа работы скважин для пластов $БВ_8^2$ и $ЮВ_1^1$ оптимальным решением проблемы раннего прорыва воды/газа является заканчивание скважины с учетом геолого-реологических свойств пород и технологических особенностей проводки скважины.

Технологии контроля притока в горизонтальных скважинах

В настоящее время на рынке нефтегазового оборудования представлены два основных типа пассивных устройств контроля притока, использующих различные механизмы создания дополнительного сопротивления притоку из пласта: трубочно-винтовой и штуцерный. Основным недостатком трубочно-винтовых систем контроля притока является высокий риск раннего закупоривания винтовых каналов, штуцерных систем контроля притока – высокая скорость потока флюида, проходящего через штуцер, что значительно повышает риск эрозии оборудования. При этом использование вышеописанных систем контроля притока при разработке нефтяных оторочек с массивной газовой шапкой позволяет лишь отсрочить прорыв газа. В случае прорыва газа в скважину данные системы не ограничивают приток газа, вследствие чего либо приходится уменьшать депрессию на пласт, тем самым снижая дебит скважины, либо проводить периодические остановки скважины, либо выводить скважину из добывающего фонда [2].

Из активных устройств контроля притока на рынке представлена система гидравлических забойных клапанов Smart wells. К ее преимуществам можно отнести управление положением клапана для каждой зоны с поверхности: при прорыве воды или газа одну из секций можно закрыть. Недостатками являются низкая надежность системы (если одна из контрольных линий перестает работать, то скважи-

ну можно «потерять»), высокая стоимость внедрения, большие сроки поставки оборудования и сложность монтажа.

Для устранения указанных проблем необходимо создание нового поколения систем заканчивания скважин, которое учитывало бы недостатки существующих систем контроля притока, а также позволяло бы не только выровнять профиль притока и отложить момент прорыва газа в скважину, но и ограничить расход нецелевого флюида, тем самым увеличить время притока чистой нефти [3].

Новое поколение устройств контроля притока

Для повышения эффективности работы систем заканчивания скважин российскими инженерами компании «Вормхолс» на базе завода «Тяжпрессмаш» было разработано новое поколение пассивных устройств контроля притока (УКП) — «Мягкий дроссель». Данное устройство представляет собой противопесчаный проволоочный фильтр с базовой трубой и камеру УКП с сетью каналов для протока жидкости. Камера УКП «Мягкий дроссель» позволяет плавно увеличивать гидравлическое сопротивление движущемуся потоку жидкости за счет многократного изменения направления движения, ускорения и торможения, слияния и разделения протекающего потока (рис. 4).

Система «Мягкий дроссель» имеет следующие преимущества:

- «Мягкий дроссель» в стандартной комплектации имеет от 2 до 12 входных отверстий довольно значительных диаметров, что значительно снижает риск закупорки системы по сравнению с другими системами;
- возможность изменения конфигурации системы перед спуском оборудования в скважину за счет включения в модуль УКП определенного числа

колец с необходимыми толщиной стенок и числом проходных отверстий оптимальной фазировки;

- долговечность системы: в УКП «Мягкий дроссель» снижение давления достигается за счет большого гидравлического сопротивления тракта течения при умеренной скорости потока;

- возможность установки системы УКП «Мягкий дроссель» в нагнетательных скважинах для выравнивания профиля закачки в многопластовых системах, при этом скважину вводить в работу и затем переводить под нагнетание без смены системы заканчивания [3].

Важным условием при заканчивании скважин с использованием УКП «Мягкий дроссель» является разделение горизонтального ствола на сегменты с помощью разбухающих/гидромеханических пакеров с целью предотвращения заколонных перетоков.

Все пассивные устройства контроля притока должны настраиваться в зависимости от распределения ФЕС, определяемых по результатам геолого-гидродинамического моделирования и окончательного каротажа после бурения скважины. Это связано с определенными рисками, обусловленными возможными ошибками в геологической модели, неверной интерпретацией геофизических данных, риском недоспуска компоновки до намеченной глубины, а также с изменением характера притока, что характерно для разработки месторождений с контактными запасами с применением горизонтальных скважин. В данном случае опасны ранние прорывы газа или воды, которые практически невозможно предотвратить, удастся лишь отсрочить время прорыва на определенный период [4]. Впоследствии приходится уменьшать депрессию на пласт либо периодически останавливать скважину или выводить ее из добывающе-

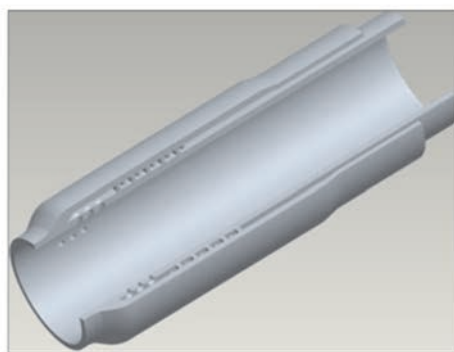


Рис. 4. Устройство контроля притока «Мягкий дроссель»

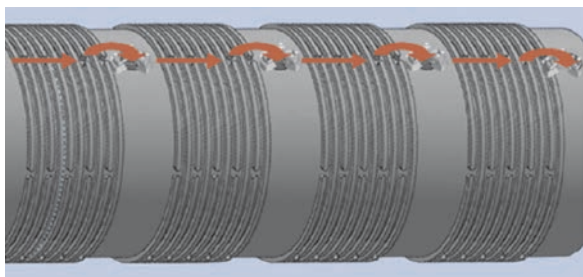


Рис. 5. Схема УКП с «Адаптивной системой»

го фонда. Данный фактор особенно важен при разработке Ван-Еганского месторождения, так как инфраструктуры для транспорта или утилизации газа не существует.

Для решения данной проблемы российскими инженерами также была разработана дополнительная опция к УКП «Мягкий дроссель» – «Адаптивная система», которая подходит для разработки нефтяных оторочек горизонтальными скважинами. Данная система может самонастраиваться в зависимости от скорости, давления флюида и его фазового состава. Величина притока регулируется с помощью специальных клапанов (рис. 5): «Адаптивная система» позволяет ограничивать максимальный расход через каждый фильтр на определенном уровне независимо от перепада давления. Таким образом, система дает возможность не только выравнивать профиль притока и откладывать момент прорыва газа в скважину, но и ограничивать расход газа в зоне прорыва, обеспечивая долговременную работу скважины без значительного увеличения газового фактора.

Мониторинг работы интеллектуальных систем заканчивания осуществляется за счет встроенных в фильтр флуоресцентных трассеров. Одна часть вложенного трассера растворяется при контакте с водой, другая – при контакте с нефтью. Цвет трассеров-маркеров соответствует определенному сегменту горизонтального ствола, что позволяет определить работу каждого участка.

Заключение

Таким образом, основным фактором, обуславливающим ранний прорыв воды/газа в скважины пластов БВ₈² и ЮВ₁¹ Ван-Еганского месторождения, является их неоднородность по проницаемости. В пласте ЮВ₁¹ прорыв газа возможен также перпендику-

лярно напластованию. Для выравнивания профиля притока к горизонтальному стволу и равномерной выработки запасов нефти из залежи с подстилающей водой пласта БВ₈² можно использовать УКП «Мягкий дроссель». Для пласта ЮВ₁¹ оптимальным вариантом заканчивания является использование УКП с «Адаптивной системой», что позволит ограничить приток газа и увеличить время работы скважины с низким газовым фактором.

Предложенные интеллектуальные системы заканчивания скважин позволят значительно продлить время эксплуатации скважины, увеличить КИН и существенно улучшить экономические показатели разработки.

Список литературы

1. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 11. – С. 20-23.
2. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах / Д.А. Антоненко, Р.В. Мурдыгин, Е.И. Хатмуллина, С.Л. Амирян // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 84-87.
3. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин / М. Нухаев, О. Журавлев, Р. Щелушкин, О. Андрианов // Neftagaz. – 2014. – № 4. – Р. 20-24.
4. Семенов А.А., Киселев В.М. Моделирование работы горизонтальных скважин в условиях неоднородности распределения свойств пласта // «Engineering&Technologies». – 2011. – Вып.4. – С. 429-437.

References

1. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T., *Design of inflow control devices in the Vankor field* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2009, no. 11, pp. 20-23.
2. Antonenko D.A., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., Amiryany S.L., *An estimation of application of the equipment for the control of horizontal wells inflow* (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2007, no. 11, pp. 84-87.
3. Nukhaev M., Zhuravlev O., Shchelushkin R., Andrianov O., *Equipment features for horizontal drilling* (In Russ.), Neftagaz, 2014, no. 4, pp. 20-24.
4. Semenov A.A., Kiselev V.M., *Simulation of horizontal wells operation in inhomogeneous distribution of reservoir properties* (In Russ.), Engineering&Technologies, 2011, no. 4, pp. 429-437.

Численные исследования технологической эффективности трехрядной системы разработки с применением гидроразрыва пласта

Д.Р. Гильмиев, к.ф.-м.н., А.П. Коваленко, к.т.н. (ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: многофазная фильтрация, гидравлический разрыв пласта, моделирование, численные методы.
Key words: multiphase filtering, hydraulic fracture, reservoir simulation, numerical methods.

Адреса для связи: drgilmiev@rosneft.ru

Введение

Одной из проблем, возникающих при разработке и планировании программы геолого-технических мероприятий для нефтяных залежей с применением гидроразрыва пласта (ГРП), является выбор скважин-кандидатов для проведения данной операции. Этой проблеме посвящено множество исследований [1–3]. Так, в работе [1] на основе модели стационарной фильтрации однородной жидкости проанализировано влияние трещин ГРП бесконечной проводимости на эффективную продуктивность скважин при трехрядной, пяти – и девятиточечной системах разработки и показано, что при любой системе наибольшую эффективность можно достичь при проведении ГРП во всех скважинах участка. В работе [2] также исследовалось влияние гидроразрыва на продуктивность скважин в различных периодических системах заводнения. В качестве объекта исследования использовалась модель стационарной фильтрации однородной жидкости, наличие трещины моделировалось введением некоторого приведенного радиуса скважины. Сделан вывод, что независимо от системы разработки наибольший дебит жидкости получен в варианте с проведением ГРП только в нагнетательных скважинах.

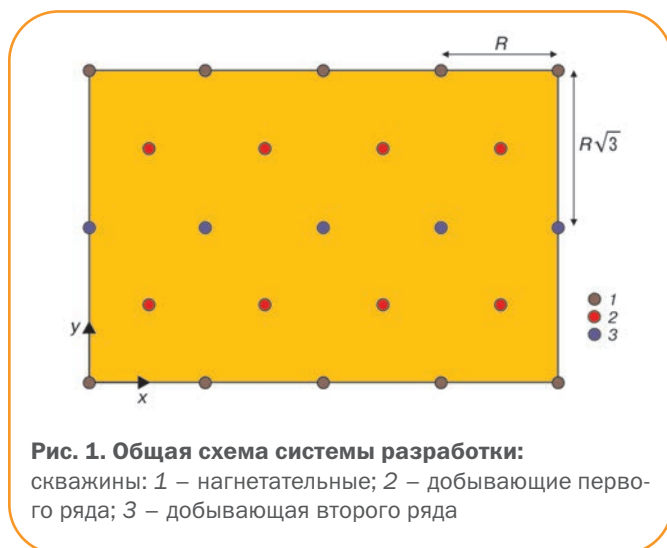
В работе [3] проанализирован процесс продвижения фронта вытеснения нефти водой в трехряд-

ном элементе симметрии при выполнении ГРП в добывающем фонде. Установлено, что наличие трещин в добывающих скважинах первого ряда при определенных условиях эксплуатации может приводить к их преждевременному обводнению.

Исследования технологической эффективности трехрядной системы разработки

Проведенный краткий обзор работ показывает некоторые принципиальные разногласия в результатах и выводах. Кроме того, в исследованиях в основном рассматривалось стационарное течение однородной жидкости и анализировалась только продуктивность скважин. Вместе с тем вопрос о том, как влияют длина трещины и выбор скважин-кандидатов для проведения ГРП в условиях нестационарной многофазной фильтрации на коэффициент извлечения нефти (КИН) и темп ее отбора, остается открытым.

Для его решения исследуется трехрядная система разработки, состоящая из двух рядов нагнетательных и трех рядов добывающих скважин (рис. 1). В качестве объекта исследования используется двухфазная модель с однородными свойствами. Полагается, что трещины ориентированы параллельно рядам добывающих скважин. Данная модель не ограничена отдельным элементом симметрии, так



Описание варианта	Номер варианта при длине трещины L_f			
	1/2R	2/5R	1/4R	1/8R
Базовый	0	0	0	0
ГРП во всех скважинах	1	6	11	16
ГРП во всех добывающих скважинах	2	7	12	17
ГРП во всех добывающих скважинах второго ряда	3	8	13	18
ГРП во всех добывающих скважинах первого ряда	4	9	14	19
ГРП во всех нагнетательных скважинах	5	10	15	20

как в будущем планируется исследовать влияние неоднородности и других факторов.

Всего было рассмотрено 20 вариантов, различающихся расположением трещин ГРП в рядах добывающих и нагнетательных скважин и изменением их длин (см. таблицу), расстояние между скважинами постоянно.

В фильтрационной модели задавались следующие параметры.

- Двухфазная (нефть, вода) трехмерная модель пласта, $81 \times 65 \times 4$ ячеек.

- Глубина залегания – 2000 м.
- Размер ячеек $25 \times 25 \times 0,5$ м.
- Расстояние между скважинами $R=500$ м.
- Пористость – 0,15.
- Песчаность – 1.
- Проницаемость – 0,1 мкм².
- Начальные условия :
 - давление – 20 МПа;
 - водонасыщенность – 0,5.
- Параметры трещин ГРП:
 - раскрытие трещины – 10 мм;
 - проницаемость трещины – 90 мкм²;
 - длина трещины $L_f=1/2R=250$ м, $L_f=2/5R=200$ м, $L_f=1/4R=125$ м, $L_f=1/8R=63$ м.

- Ориентация трещин – параллельно добывающим рядам.

- Добывающие скважины работают с контролем по водонефтяному разделу (ВНР) (10 МПа).

- Нагнетательные скважины работают с контролем по ВНР (30 МПа).

Расчеты проводились на основании разработанной математической модели [4], валидация созданного численного алгоритма с известными аналитическими и численными решениями пред-

ставлена в работе [5] и реализована в виде программного продукта FluxSim [6].

Расчеты на моделях показали, что добывающие скважины первого ряда с ГРП характеризуются наибольшей накопленной добычей нефти. В данном варианте не происходит быстрого продвижения фронта вытесняемой воды от нагнетательных скважин к скважинам второго стягивающего ряда в отличие от варианта с проведением ГРП в скважинах второго ряда. ГРП в добывающих скважинах второго ряда приводит к тому, что между первым и вторым рядами добывающих скважин значительно снижается пластовое давление и вода быстро продвигается к скважинам второго ряда, преждевременно обходя скважины первого ряда (рис. 2).

Из рис. 3 следует, что вариант с ГРП в скважинах первого добывающего ряда характеризуется наибольшим КИН, однако темп отбора нефти в варианте с проведением ГРП в скважинах второго добывающего ряда выше, чем в варианте с ГРП в скважинах первого ряда. В данном случае условием отключения добывающих скважин стало достижение 97%-ной обводненности каждой скважины.

На рис. 4 приведены поля распределения нефтенасыщенности для вариантов с проведением ГРП на момент обводнения скважин первого ряда на 97 %. Представленные карты распределения нефтенасыщенности свидетельствуют о том, что при проведении ГРП в скважинах второго добывающего ряда (см. рис. 4, б) фронт вытеснения продвигается быстрее, чем при проведении ГРП в добывающих скважинах первого ряда (см. рис. 4, а), вместе с тем невыработанных запасов нефти в районе добывающих скважин первого ряда остается больше.

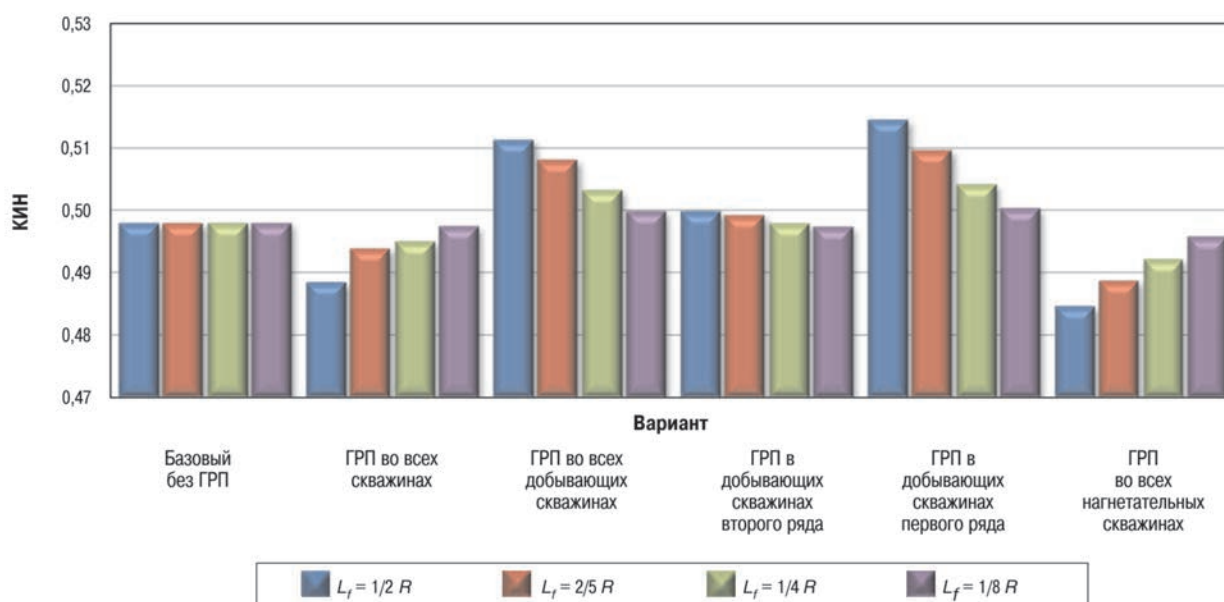


Рис. 2. Влияние расположения и длин трещин ГРП на КИН

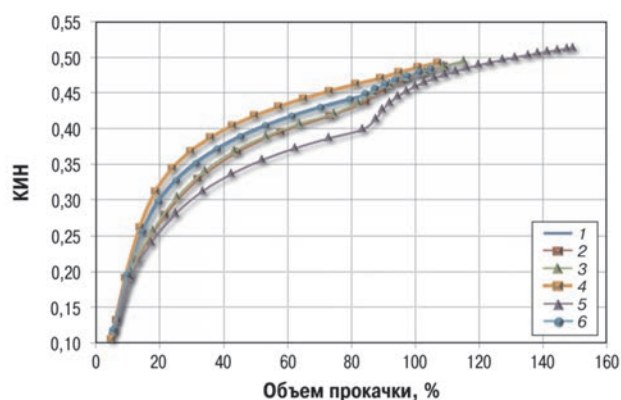


Рис. 3. Зависимость КИН от объема прокачки при различных вариантах проведения ГРП в скважинах при трехрядной системе разработки (прокачка – отношение накопленной закачки воды к поровому объему пласта):

1 – базовый вариант; вариант при $L_f = 1/2 R$; 2 – ГРП во всех скважинах; 3 – ГРП во всех добывающих скважинах; 4 – ГРП в добывающих скважинах второго ряда; 5 – ГРП в добывающих скважинах первого ряда; 6 – ГРП во всех нагнетательных скважинах

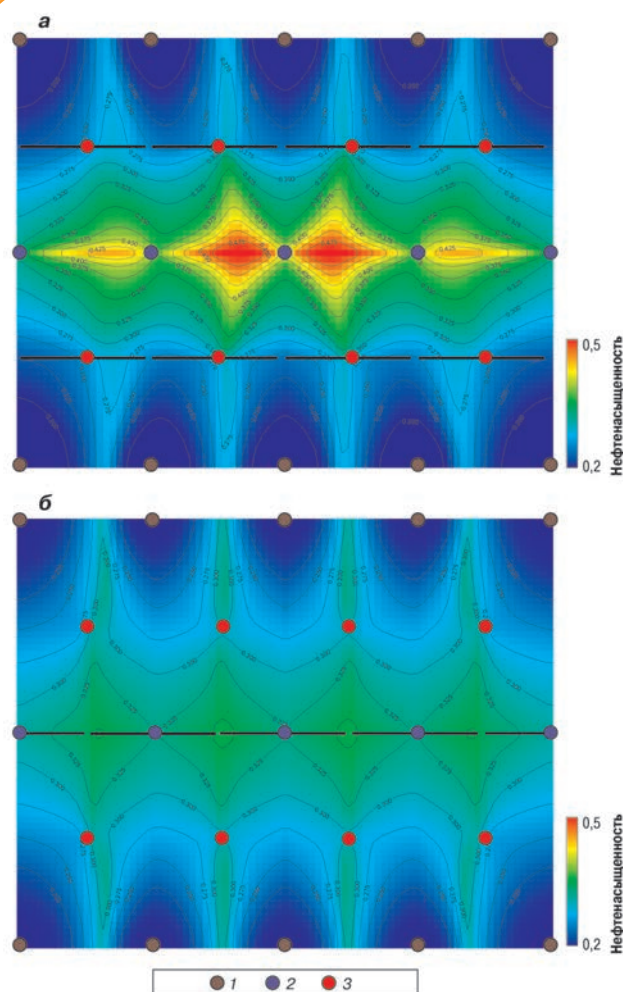


Рис. 4. Поле распределения нефтенасыщенности на момент обводнения скважин первого ряда на 97 %: а, б – проведение ГРП в добывающих скважинах соответственно первого и второго ряда; скважины: 1 – нагнетательные; 2 – добывающие первого ряда; 3 – добывающие второго ряда

Заключение

Таким образом, наибольший КИН достигается в варианте с проведением ГРП в скважинах первого добывающего ряда, наибольший темп отбора нефти – в варианте с выполнением ГРП в добывающих скважинах второго ряда.

Если исходить из критерия максимального КИН, то вариант с ГРП в скважинах второго добывающего ряда эффективнее остальных вариантов практически на всей области прокачанного объема (см. рис. 3), за исключением прокачки более 110 %. Большие прокачанные объемы соответствуют отдаленным периодам, во время которых добыча экономически менее интересна (с учетом дисконтирования), чем в начальные периоды. С учетом того, что продолжительность реального эффекта от ГРП на месторождениях обычно составляет 1-4 года [7], вариант с проведением ГРП в скважинах второго добывающего ряда является лучшим как по количеству отобранной нефти, так и темпу ее отбора.

Список литературы

1. Мурзенко В.В. Аналитические решения задач стационарного течения жидкости в пластах с трещинами гидроразрыва // Изв. РАН. МЖГ, 1994. – № 2. – С. 74-82.
2. Каневская Р.Д., Кац Р.М. Оценка эффективности гидроразрыва пласта при различных системах его заводнения // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 6. – С.34-37.
3. Дериглазов Д.Н., Пичугин О.Н., Родионов С.П. Численное исследование влияния ориентации трещины гидроразрыва на эффективность заводнения // Сборник трудов научно-практической конференции «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке». – Тюмень: ОАО «СибНИИ НП», 2000. – Ч. 1. – С. 134-142.
4. Гильмиев Д.Р. Гидродинамическая модель фильтрации жидкости в пласте при наличии трещин гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 7. – С.108-110.

5. Гильмиев Д.Р. Моделирование тепломассопереноса в системе: нефтяной пласт – трещины гидроразрыва – скважины: дис. на соиск. уч. степ. канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2013.
6. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ, ПК «FluxSim» №2012618782 от 26.09.12.
7. Pushing the Limits of Hydraulic Fracturing in Russia/M.J. Economides [et al.] // SPE 90357. – 2004.

References

1. Murzenko V.V., Exact solutions of problems of steady fluid flow in reservoirs with hydrofractures, Izvestiya Rossiyskoy akademii nauk. Mekhanika zhidkosti i gaza = Fluid dynamics, 1994, no. 2, pp. 214-220.
2. Kanevskaya R.D., Kats R.M., Evaluating the effectiveness of hydraulic fracturing under different systems of its flooding (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 1998, no. 6, pp. 34-37.
3. Deriglazov D.N., Pichugin O.N., Rodionov S.P., Numerical investigation of the influence of the orientation of hydraulic fracture on the efficiency of flooding (In Russ.), Proceedings of scientific and practical conference "Sostoyanie, problemy, osnovnye napravleniya razvitiya neftyanoy promyshlennosti v XXI veke" (Status, problems and the main directions of development of the oil industry in the XXI century), Tyumen': Publ. of SibNIINP, 2000, Part 1, pp. 134-142.
4. Gil'miev D.R., Hydrodynamic model of fluid filtration in the reservoir with well fracture (In Russ.), Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 7, pp. 108-110.
5. Gil'miev D.R., Modelirovanie teplomassopere-nosa v sisteme: neftyanoy plast - treshchiny gidrorazryva - skvazhiny (Simulation of heat and mass transfer in the system: oil reservoir - hydraulic fracture - well): thesis of candidate of physical and mathematical science, Tyumen', 2013.
6. Certificate of state registration of computer program "FluxSim" no. 2012618782, 26.09.2012.
7. Economides M.J. et al., Pushing the limits of hydraulic fracturing in Russia, Paper SPE 90357 presented at SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Houston, 26-29 September, 2004.

Перспективы развития системы подводной добычи нефти и газа при освоении арктического континентального шельфа

И.В. Захаров
(ОАО «Гипровостокнефть»)

Ключевые слова: шельфовые месторождения нефти и газа, система подводной добычи (СПД), морские технологические платформы, подводное устьевое оборудование, подводное хранение, эластичный резервуар, подготовка и транспорт нефти и газа.

Key words: arctic shelf, offshore fields, subsea production system, high-performance computing, offshore process platform, subsea well-head equipment, oil and gas handling, subsea storage, flexible bag.

Адрес для связи: z_iv26@mail.ru

Введение

В настоящее время практически единственным перспективным вариантом развития отечественного топливно-энергетического комплекса является освоение континентального шельфа, на территории которого в ближайшее время прогнозируется открытие крупнейших и уникальных по запасам месторождений нефти и газа. Площадь континентального шельфа Российской Федерации составляет 6,2 млн.км². Согласно «Стратегии изучения и освоения нефтегазового потенциала континентального шельфа Российской Федерации на период до 2020 года» (опубликовано 7 марта 2006 г.) извлекаемые запасы углеводородов здесь составляют около 100 млрд. т, в том числе более 13,5 млрд. т нефти и около 73 трлн. м³ газа. Однако изученность запасов континентального шельфа невелика, не более 10–12 %. Основной объем углеводородов (около 68 %) приходится на акватории северных морей (Баренцево и Карское) (рис. 1).

В настоящее время на шельфе России выявлено более 20 крупных перспективных нефтегазоносных бассейнов, открыто 36 месторождений, в том числе уникальные газовые месторождения (Штокмановское, Ленинградское, Русановское) в

районе Арктики и несколько крупных месторождений нефти на шельфе Сахалина.

Однако активному изучению и освоению нефтегазового потенциала арктического континентального шельфа Российской Федерации, техническому перевооружению смежных отраслей промышленности, задействованных в поиске, разведке и добыче, препятствует отсутствие долгосрочной стратегии развития данного региона. На протяжении последних 10-15 лет низкую инвестиционную привлекательность российского континентального шельфа объясняли следующими причинами:

- низкая геологическая изученность и высокие риски вложения инвестиций;
- неблагоприятное географо-экономическое размещение большинства существующих и перспективных объектов;
- отсутствие либо слабое развитие береговой инфраструктуры, обеспечивающей прием и дальнейший транспорт добытой продукции;
- значительные пробелы в нормативно-законодательной базе Российской Федерации.

Основным ограничивающим фактором на данный момент является применение против российского континентального шельфа санкций, ограничивающих доступ к новейшим техноло-

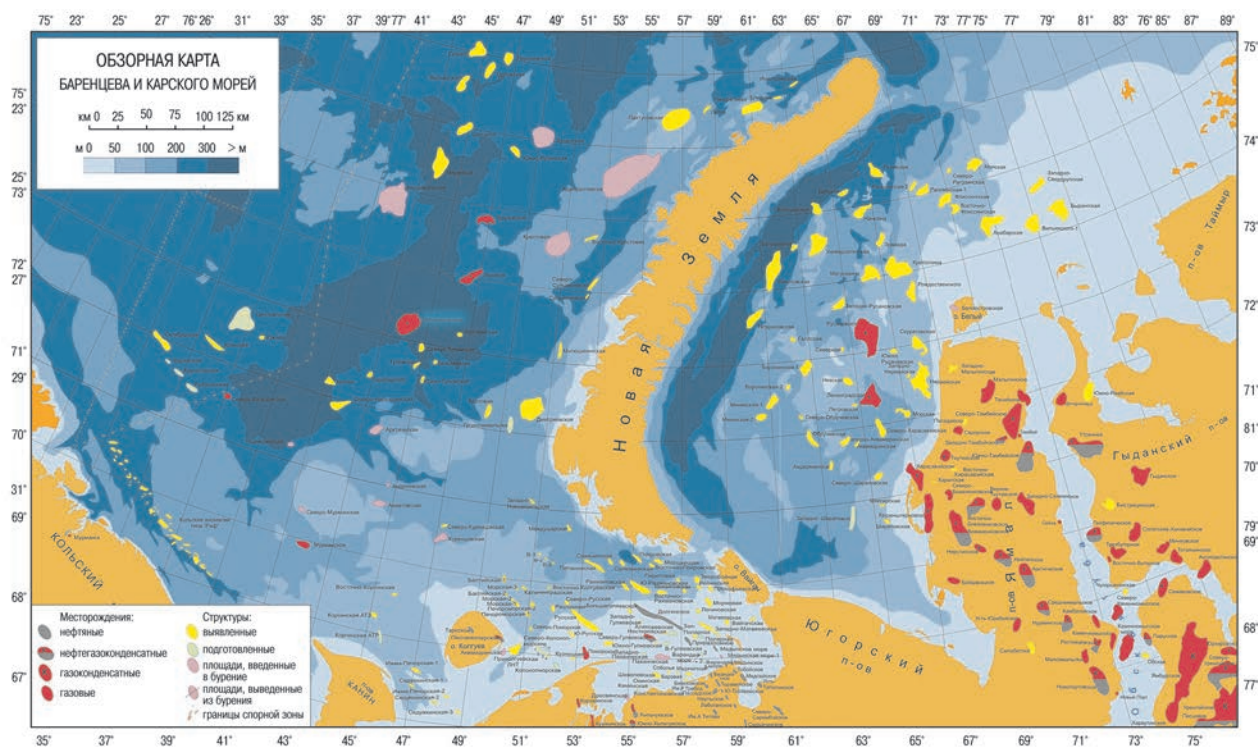


Рис. 1. Нефтегазовые месторождения и их структура в Баренцевом и Карском морях [1]

гиям в области глубоководного бурения и освоения. Для формирования условий, гарантирующих энергетическую безопасность и устойчивое развитие топливно-энергетического комплекса Российской Федерации на долгосрочную перспективу, необходимы активное внедрение и развитие современных технологий, в первую очередь высокопроизводительных («суперкомпьютерных»), предназначенных для освоения и добычи нефти и газа на арктическом континентальном шельфе.

Способы освоения арктического континентального шельфа

До недавнего времени основным и хорошо зарекомендовавшим себя способом освоения морского месторождения был надводный способ, при котором все технологические операции осуществляются с помощью надводных платформ и судов. Однако в условиях российского арктического континентального шельфа применение опробованных технологических решений не всегда целесообразно, а иногда невозможно по следующим причинам:

- значительное удаление месторождения от берега;
- расположение месторождений во всем диапазоне глубин моря от 30 до 600 м;

– экстремально холодный и продолжительный зимний период;

– круглогодичное наличие ледников.

Использование подводного способа является практически единственным решением при освоении этих месторождений.

Система подводной добычи (СПД) представляет собой комплекс сооружений и оборудования, расположенный на дне моря, включает скважины, технологические линии, а также вспомогательное оборудование, необходимое для управления производством (рис. 2) [2, 3]. Указанная система может варьировать по сложности от одной отдельной скважины, транспортирующей продукцию до ближайшей надводной технологической платформы или береговых сооружений, до множества скважин с возможностью осуществления таких операций, как переработка, транспорт и хранение углеводородов непосредственно под водой.

Таким образом, система подводной добычи может быть полностью автономной, при этом все оборудование, необходимое для сбора и транспорта и первичной подготовки, располагается под водой (см. рис. 2), либо комбинированной, с использованием стационарных или плавучих плат-

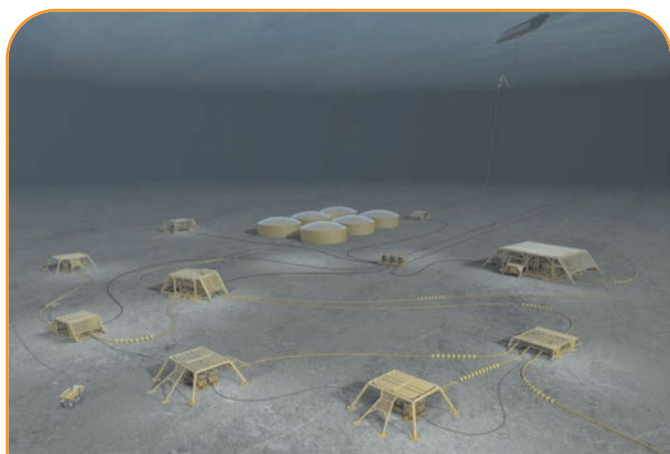


Рис. 2. Размещение оборудования для подводной добычи на дне моря

форм и судов. Комбинированный вариант предполагает размещение устья и технологических линий на дне моря, а оборудование, необходимое для транспорта и подготовки продукции – на надводной технологической платформе [4].

Мировой опыт добычи нефти и газа на морских месторождениях достаточно велик, но малоприменим при освоении арктических месторождений. Это объясняется тем, что основной опыт подобных работ накоплен при освоении месторождений, расположенных в теплых морях, с мягкими климатическими условиями, отсутствием льда. Наблюдающиеся время от времени ураганы, хотя и представляют серьезную опасность, заранее прогнозируются, что позволяет предпринять меры предосторожности.

Для России наиболее вероятным направлением развития системы подводной добычи применительно к суровым арктическим условиям является создание полностью автономной СПД. Первоначально размещение автономной СПД на дне моря предполагается в летние месяцы, когда климатические условия наиболее благоприятны (отсутствие прочного ледового покрытия, возможность выбора и соблюдения определенных штормовых порогов и т.д.). На дне моря также размещается все сопутствующее оборудование, включая автономную систему экстренного реагирования (отключения всей системы с автоматическим закрытием контура нагнетания и недопущения изменения потока среды в хранилищах). В дальнейшем эксплуатация предполагается в условиях

полной автономности подо льдом без необходимости присутствия персонала. Добываемые углеводороды транспортируются по подводным трубопроводам на береговые сооружения или на уже введенные в эксплуатацию надводные платформы, располагающиеся вне зоны постоянного присутствия льда.

В данном случае при соблюдении благоприятных климатических условий на российском континентальном шельфе на стадии проектирования и размещения вполне могут быть использованы зарубежные технологии, широко внедряемые на теплых морях. Однако на стадии эксплуатации данные технологии должны быть существенно переработаны с учетом российских климатических условий и возможных экологических угроз. Подобная переработка существующих технологий возможна только с использованием высокоточного и высокодетального моделирования с применением высокопроизводительных компьютерных вычислений и предопределяет появление новых технологий и обретение российскими нефтегазодобывающими и нефтегазосервисными организациями конкурентного преимущества в области автономных технологий, позволяющих вести круглогодичную разработку, бурение и другие виды работ на арктическом шельфе и глубоководной части Северного Ледовитого океана.

Необходимо отметить, что СПД все активнее используются зарубежными странами. Норвегия и США, являющиеся мировыми лидерами в области применения СПД, постепенно отказываются от использования традиционных надводных технологических платформ при обустройстве морских нефтегазовых месторождений [5]. Это связано в первую очередь со значительно меньшими эксплуатационными затратами и возможностью управления добычей с берега, без строительства морских технологических платформ [6]. В настоящее время среди изготовителей и поставщиков СПД выделяются следующие компании: Kongsberg Oil & Gas, OneSubsea и GE Oil & Gas.

Таким образом, применение СПД нефти и газа при освоении российских арктических шельфовых месторождений может оказаться успешным, при этом следует отметить необходимость усовершенствования данной технологии с целью успешного применения на российском арктическом шельфе. В перспективе создание в России крупно-

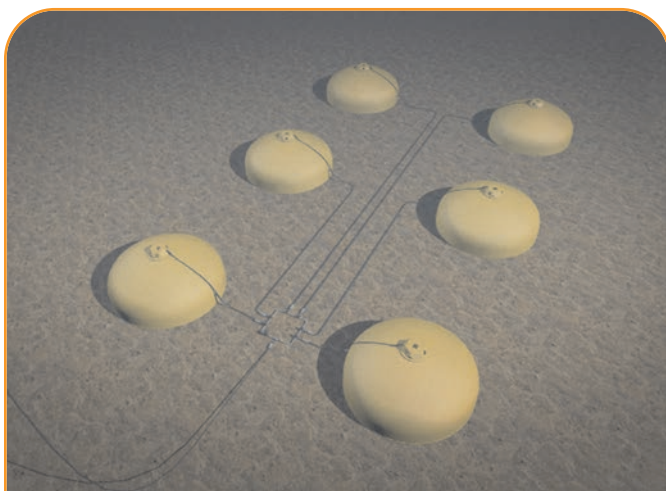


Рис. 3. Подводные хранилища нефти и газа, выполненные в виде «эластичного резервуара»

го научного центра, занимающегося изучением и внедрением технологий подводной добычи нефти и газа на арктическом шельфе, является ключом к дальнейшему развитию отечественной нефтегазовой отрасли. Это позволит аккумулировать мировой опыт использования СПД, а также разработать свой собственный подход с целью успешного применения СПД в условиях российского арктического шельфа.

За последние 10–20 лет варианты использования СПД существенно увеличились. В состав подводного промысла может входить следующее оборудование:

- донная опорная плита для нескольких подводных скважин;
- манифольд;
- насосно-компрессорное оборудование;
- оборудование, предназначенное для первичной подготовки: сепараторы, дегазаторы, осушители и пескоотделители;
- оборудование для введения химических реагентов, препятствующих образованию гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений;
- многофазные расходомеры, датчики температуры и давления;
- электрооборудование, включающее станцию управления, трансформаторы, частотные преобразователи и др.;
- контрольно-измерительное оборудование, а также системы автоматизации, мониторинга и управления процессами.

Среди современных зарубежных технологических решений, которые могут быть использованы при разработке и обустройстве месторождений российского арктического шельфа, можно выделить систему подводного хранилища нефти и газа, выполненного в виде так называемого «эластичного резервуара» (flexible bag), защищенного внешним жестким куполом, который размещается на дне моря (рис. 3) [7]. Данная технология рассчитана на применение при обустройстве подводных месторождений с экстремальными погодными условиями, в том числе в зоне арктического шельфа.

Преимущества подводного хранилища заключаются в следующем.

Гибкость в применении – резервуар может быть помещен на любой глубине и регулироваться по объему.

Безопасность – резервуар состоит из двойного барьера, препятствующего утечке углеводородов в море.

Эффективность – улучшает рентабельность освоения месторождений с небольшими объемами добычи.

Эластичный резервуар для хранения нефти и газа исключает контакт углеводорода с водой. В основании жесткого купола, защищающего резервуар, имеется отверстие, позволяющее морской воде свободно проходить внутрь, таким образом выравнивая давление во время заполнения и выгрузки углеводорода в резервуар. Следовательно, подводное хранилище может располагаться на любой глубине, так как отпадает необходимость применения устройств, поддерживающих давление внутри купола. После того, как хранилище заполняется до отказа, продукт может транспортироваться на плавучий танкер.

Следующим прогнозируемым шагом в развитии зарубежных нефтяных компаний является создание подводного, полностью автономного комплекса по переработке нефти и газа. Разделение добываемого продукта по фазам, его очистка и подготовка с целью однофазного транспорта на береговые сооружения являются основой успешного освоения глубоководных и арктических месторождений.

В качестве перспективной технологии, применимой для освоения арктического шельфа, следует отметить технологию сепарации с использованием электростатической коалесценции, позволяющей

повысить эффективность сепарации газожидкостного потока путем укрупнения мелкодисперсных капель жидкости [8,9]. К преимуществам данной технологии также следует отнести возможность работы при низких температурах [10].

Освоение открытых в 80-е и 90-е годы XX века нефтегазовых месторождений на шельфе Баренцева и Карского морей в значительной мере сдерживается суровостью климатических условий Заполярья. Стоимость добываемого в акваториях этих морей углеводородного сырья в 4 раза выше, чем в более южных морях [11]. Для освоения этих месторождений требуются существенно большие инвестиции в развитие новых технологий добычи углеводородов. В таких случаях предлагаемые новые технологические решения должны оцениваться в соответствии с конкретными условиями месторождения и могут оказаться более конкурентоспособными по сравнению с другими решениями, ставшими традиционными.

Список литературы

1. Обзорная карта Баренцева и Карского морей, 2006. <http://kolamap.ru/arh/img/shtokman.html> (дата обращения 25.12.2014)
2. API RP 17A. Design and Operation of Subsea Production Systems – General Requirements and Recommendations, Fourth Edition, Reaffirmed, 2011.
3. Canada Oil and Gas Installations Regulations, SOR/96-111, Canada, current to May 1, 2014.
4. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Мирзоев Д.А. Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений. – М.: Изд-во Академии горных наук, 2001. – С.17-18.
5. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике: Учебное пособие / А.Б. Золотухин, О.Т. Гудмestad, А.И. Ермаков [и др.]. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ», 2000. – 768 с.
6. Halvorsen T. FMC Technologies are changing the development of offshore fields // Rusenergy: exploration and production. – 2013. – №10. – P. 25.
7. <http://www.spe.org/jpt/article/4329-technology-update-15/>
8. <http://www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/SpecialSeparatorSolutions.aspx>
9. <http://www.neftech.smartheadtest.ru/ru/equipment.html?group=65&item=140>
10. <http://www.findpatent.ru/patent/108/1080829.html>
11. <http://www.vestifinance.ru/articles/41915>

References

1. Obzornaya karta Barentseva i Karskogo morey (An overview map of the Barents and Kara Seas), 2006, URL: <http://kolamap.ru/arh/img/shtokman.html>
2. API RP 17A, Design and operation of subsea production systems – General requirements and recommendations, Fourth Edition, Reaffirmed, 2011
3. Canada oil and gas installations regulations, SOR/96-111, Canada, current to May 1, 2014.
4. Vyakhirev R.I., Nikitin B.A., Mirzoev D.A., Obustroystvo i osvoenie morskikh neftegazovykh mestorozhdeniy (Construction and development of offshore oil and gas fields), Moscow: Publ. of Academy of Mining Sciences, 2001, pp. 17-18.
5. Zolotukhin A.B., Gudmestad O.T., Ermakov A.I., Osnovy razrabotki shel'fovyykh neftegazovykh mestorozhdeniy i stroitel'stvo morskikh sooruzheniy v Arktike (Fundamentals development of offshore oil and gas fields and the construction of offshore structures in the Arctic), Moscow: Neft' i gaz Publ., 2000, 768 p.
6. Halvorsen T., FMC Technologies are changing the development of offshore fields, Rusenergy: exploration and production, 2013, no. 10, p. 25.
7. [http://www.spe.org/jpt/article/4329-technology-update-15.](http://www.spe.org/jpt/article/4329-technology-update-15/)
8. <http://www.fmctechnologies.com/en/SeparationSystems/Technologies/SpecialSeparatorSolutions.aspx>.
9. <http://www.neftech.smartheadtest.ru/ru/equipment.html?group=65&item=140>.
10. <http://www.findpatent.ru/patent/108/1080829.html>.
11. <http://www.vestifinance.ru/articles/41915>.

Разработка системы формирования классов трубопроводов

А.Т. Касимов, С.И. Захаров, Н.Ю. Сухарев
(ОАО «Самаранефтехимпроект»)

Ключевые слова: классы трубопроводов, САПР, расчет трубопроводов, капитальное строительство, 3D моделирование, унификация технических решений, нефтепереработка, нефтехимия.
Key words: pipeline classes, CAD, calculation pipeline, capital building, 3D modeling, unification of engineering decision, refining, petrochemistry.

Адрес для связи: SuharevNJ@snhp.ru

Введение

Известно, что применение унифицированных технических решений при проектировании объектов капитального строительства, в том числе изделий, материалов и оборудования, позволяет существенно сократить сроки и стоимость проектирования. В настоящее время при проектировании технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств сложилась ситуация, когда отсутствуют нормативные документы (НД), устанавливающие единый подход к определению технических требований как собственно к трубам, так и к прочим элементам, составляющим трубопровод. Отсутствуют единые критерии определения толщин труб и деталей трубопроводов.

Указанные факторы практически не дают возможности реализовать проектирование трубопроводных систем с использованием средств трехмерного моделирования, где в основу положено применение так называемых классов трубопроводов.

Класс трубопровода представляет собой набор элементов трубопровода, включающий трубы, детали трубопроводов, элементы фланцевых соединений, арматуру, которые сгруппированы по совокупности технических и технологических требований к ним.

В статье приведены результаты работ, выполненных коллективом авторов, в области формирования классов трубопроводов, а также применения результатов этих работ для трехмерного моделирования при проектировании новых объектов капитального строительства.

Цели и задачи работ

Следует отметить, что применение классов трубопроводов как унифицированной структурной единицы трубопроводной системы возможно при

проектировании с использованием не только средств трехмерного моделирования, но и так называемых классических средств САПР. В этом смысле класс трубопровода является унифицированным техническим решением при проектировании трубопроводов.

Руководством ОАО «Самаранефтехимпроект» в качестве приоритетной была определена следующая цель: на основе применения классов трубопроводов сформировать единый подход к выбору элементов трубопровода и арматуры. Для достижения поставленной цели была разработана программа внедрения унифицированных технических решений при проектировании трубопроводов, включающая разработку:

- 1) единых унифицированных требований к расчету и выбору труб и деталей трубопроводов;
- 2) программного обеспечения, реализующего процессы расчета, выбора и редактирования класса трубопровода;
- 3) средств администрирования единой базы данных как уже созданных классов трубопроводов, так и разрешенных и принятых к применению элементов трубопроводов.

Регламент создания классов трубопроводов

Наиболее сложной задачей для реализации программы стала разработка единых унифицированных требований к расчету и выбору труб и деталей трубопроводов. Задача решалась в два этапа. На первом этапе анализировался массив действующих НД, устанавливающих требования к расчету труб и деталей трубопроводов, по которым были реализованы расчетные методики. Далее полученные по различным методикам значения толщин

сравнивались как между собой, так и со значениями уже эксплуатируемых при данных параметрах трубопроводов. При этом учитывалась коррозионная активность среды (группы сред), для чего были выполнены следующие работы:

- проанализирована информация, касающаяся изменения толщины стенки эксплуатируемых трубопроводов в течение срока службы;
- все среды по характеру коррозионных процессов, параметрам среды и материалу трубопровода объединены в укрупненные группы, характеризующиеся той или иной скоростью коррозии.

В результате реализации первого этапа были получены агрегированные методики расчета труб и деталей трубопровода, объединяющие требования действующих НД, причем в той части, которая позволяет соответствовать как требованиям последующих этапов расчета трубопровода, так и наблюдаемым на практике процессам коррозионного износа.

На втором этапе решалась задача выбора труб и деталей трубопровода соответствующего качества, адекватных условиям эксплуатации. При выполнении этого этапа задачи за основу были взяты исследования и разработки ВНИИМонтажспецстроя (ВСН 186-74, ВСН 350-75) и Гипроокислорода (ВСН 49-83, ВСН 10-83), а также действующие НД (ГОСТ Р 52630-2012, ГОСТ 32569-2013, ГОСТ Р 55599-2013) и европейские стандарты (EN 13480-1:2002, EN 13480-02:2002). Все трубопроводы в зависимости от группы сред, номинального давления, рабочей температуры и фазового состояния были сгруппированы в классификационные группы, каждой из которой был поставлен тот или иной класс качества труб. Под классом качества труб понимается совокупность механических и технологических требований, требований к неразрушающему контролю и прочим испытаниям, обеспечивающих надежную и безопасную эксплуатацию трубопровода в течение расчетного срока службы.

Результатом выполненной работы явился Регламент по созданию классов трубопроводов, представленный следующими основными разделами:

- идентификация трубопроводов;
- аналитическая проработка исходной информации, формирование классов трубопроводов и запорной арматуры;
- требования к материалам и полуфабрикатам, в том числе к трубам с номинальным давлением до 10 МПа и более, требования к поковкам, штамповкам, сортовому прокату и деталям крепежа.

Автоматизация процесса разработки классов трубопроводов

Опыт показал, что разработка классов трубопроводов по новым объектам строительства в начале на бумажном носителе, а затем в электронном виде (создание базы данных) с целью применения в средствах трехмерного моделирования для средних и больших объектов проектирования длится в среднем до одного года. При этом из-за объективных особенностей технологии разработки классов трубопроводов риск возникновения ошибки достаточно велик.

Справка

При проектировании установки гидроочистки дизельного топлива на ОАО «Сызранский НПЗ» было создано порядка 40 тыс. элементов трубопроводов.

На создание одного класса трубопровода требуется от 24 до 80 человеко-ч на бумажном носителе, а затем от 30 до 56 человеко-ч при переводе класса в электронный вид. Процесс создания класса трубопровода в электронном виде представляет собой заполнение порядка 150 электронных загрузочных таблиц.

С целью минимизации ошибок, связанных с влиянием субъективного фактора при создании классов трубопроводов, а также для автоматизации процесса загрузки и формирования базы данных были приняты следующие решения:

- создать многоуровневую программную среду для работы как с уже созданными классами трубопроводов, так и с вновь разрабатываемыми;
- автоматизировать процесс формирования загрузочных таблиц (базы данных);
- ввести единую базу данных по всем проектам нарастающим итогом.

На рис. 1 представлена блок-схема работы программного обеспечения 3DData, реализующего указанные решения. Порядок работы программного обеспечения следующий.

1. Под конкретный проект создается индивидуальный пакет классов трубопроводов.
2. На первом этапе для получения доступа к базе данных уже разработанных классов либо для разработки нового класса осуществляется ввод исходных данных.
3. В блоке обработки исходных данных происходит моделирование работы проектировщика, для этого используются не редактируемые опорные и вспомогательные таблицы (матрицы) содержащиеся внутри программы. Конечным этапом обработки



Рис. 1. Блок-схема автоматизации разработки, редактирования и загрузки классов трубопроводов

исходных данных является сформированный код класса трубопровода.

4. Код класса трубопровода является ключевым элементом, с помощью которого осуществляются запрос в базу данных и просмотр ее содержимого.

5. Если содержимое класса не полностью отвечает существующим требованиям или готового класса нет в базе данных, то осуществляется переход в режим разработки и редактирования класса, где через промежуточный код выполняется запрос к тому или иному расчетному модулю.

6. Из расчетного модуля получают перечень ключевых расчетных характеристик, которые используются в качестве параметров фильтра при запросе в базу данных элементов трубопровода.

7. Оператор (разработчик класса) выбирает из перечня возможных позиций одну, отвечающую текущим требованиям.

8. После формирования всего перечня классов трубопроводов (пакета) он передается в отдел автоматизации, где с помощью модуля выгрузки формируются загрузочные таблицы.

Интерфейс разработанной программы представлен на рис. 2.

Таким образом, разработанный программный продукт позволяет исключить ошибки, связанные как с разработкой собственно класса трубопровода, так и с формированием его в электронном виде и последующей его обработкой. Кроме того, значительно сокращается продолжительность работ на

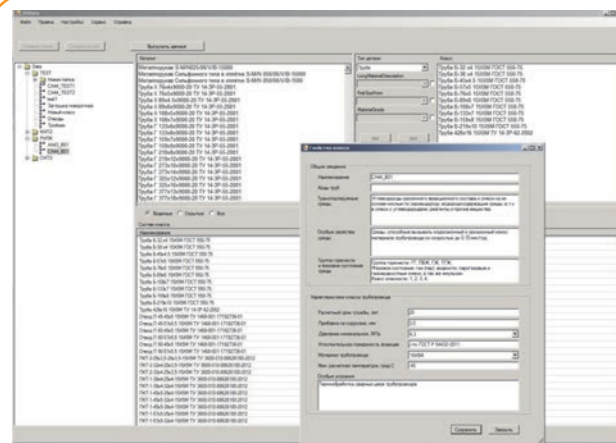
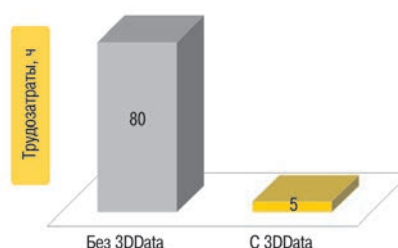


Рис. 2. Интерфейс программы 3DData



Общая экономия времени при использовании программы 3DData за 2013 г. составила бы более 3750 ч

Рис. 3. Сравнительная оценка трудозатрат на создание класса трубопровода

всех этапах разработки класса. На рис. 3 представлена сравнительная оценка трудозатрат до и после внедрения средств автоматизации.

Заключение

В настоящее время сформированы классы для таких процессов, как гидроочистка дизельного топлива (ГОДТ), производство водорода, гидрокрекинг, всего около 70 классов.

По оценкам авторов статьи разработанные классы в части номинальных параметров (температура и давление), а также материальное исполнение с учетом коррозии обеспечивают около 200 процессов нефтепереработки и нефтехимии.

Таким образом, внедрение разработки классов, в том числе на базе использования средств автоматизации их создания 3DData, позволяет оптимизировать работу не только внутри ОАО «Самаранефтехимпроект», но и в рамках всей компании «Роснефть». Например, оценочная экономия при использовании 3D моделирования и классов трубопроводов при проектировании установки ГОДТ составила около 34400 ч.

Планирование расширения инфраструктуры нефтяных месторождений на основе уточненного прогноза качества подготовки жидкости*

А.М. Залалдинова, И.Ю. Колесник, Р.В. Бикбулатов,
А.В. Абрамов, А.Н. Винокуров (ООО «РН-Уфанипинефть»)

Ключевые слова: остаточная обводненность, качество подготовки жидкости, гравитационная сепарация, симуляция отстоя, концептуальное проектирование.
Key words: residual water cut, separator effluent liquid quality, gravitational separation, settlement process simulation, conceptual design.

Адрес для связи: ZalaldinovaAM@ufanipi.ru

Введение

Поддержание добычи нефти на постоянном уровне на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами часто требует увеличения добычи жидкости, что в свою очередь ведет к необходимости повышения мощности поверхностной инфраструктуры за счет дополнительных капитальных вложений. С точки зрения логики инвестирования повышение мощности инфраструктуры не может быть оправданно, так как доходная часть таких инвестиционных проектов, формируемая за счет добычи нефти, остается неизменной либо снижается. Обоснование таких инвестиций осложнено еще и тем, что объекты подготовки жидкости зачастую способны обеспечить подготовку больших объемов жидкости, значительно превышающих номинальную производительность, особенно на поздних стадиях эксплуатации месторождений. Этому способствуют два фактора: 1) повышенная обводненность продукции переводит вязкость эмульсии за точку инверсии фаз, где она резко падает, что облегчает осаждение/всплытие капель; 2) повышенная температура жидкости, связанная с выносом увеличившимся количеством воды в эмульсии большего количества тепла из пласта условно постоянной температуры, также облегчает ее подготовку [1]. Основываясь на законе Стокса, в работе [1] было показано, что для обеспечения одинакового качества подготовки жидкости одним и тем же сепарационным оборудованием необходимо, чтобы отношение времени удержания эмульсии к ее вязкости сохранялось постоянным. С использованием этого отношения в работе [1] был предложен метод экстраполяции производительности сепарационного оборудования, ос-

нованный на предварительно построенной экспериментальной зависимости остаточной обводненности от времени удержания для фиксированной исходной обводненности. Развитием работы [1] можно считать подход, предложенный в работе [2], где показано, что с некоторыми допущениями зависимость остаточной обводненности от времени удержания с точностью, достаточной для инженерных расчетов, аппроксимируется экспоненциальной функцией, параметры которой могут быть определены из текущего режима работы сепарационной установки. Это в свою очередь избавляет от необходимости построения экспериментальной зависимости остаточной обводненности от времени удержания, что, безусловно, затруднительно (если вообще возможно) для любой промышленной установки подготовки жидкости. В предлагаемой статье после обзора теоретических положений, изложенных в работах [1, 2], рассмотрен метод, обоснующий целесообразность расширения реальных установок предварительной подготовки добываемой жидкости, и показан потенциал экономии капитальных вложений при условии достаточной точности взятых за основу теоретических положений.

Теоретическая часть

Как показано в работе [1], если переписать закон Стокса относительно времени удержания и сгруппировать условно постоянные величины, то можно сделать заключение о том, что при неизменных термобарических условиях для обеспечения одного и того же качества подготовки входящей жидкости заданным сепаратором должно выполняться равенство

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного А.М. Залалдиновой на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (номинация «За научный подход»).



Рис. 1. Расчетная схема процесса сепарации

$$\frac{t_{y1}}{\mu_1} = \frac{t_{y2}}{\mu_2} = \text{const}, \quad (1)$$

где t_y – время удержания эмульсии в сепараторе, зависящее от расхода эмульсии и объема сепаратора; μ – вязкость эмульсии, которая при неизменных свойствах нефти и воды является функцией обводненности (см., например, корреляцию Тейлора [3]); цифровые индексы 1, 2 обозначают режимы работы сепаратора, различающиеся объемом входящей жидкости и ее обводненностью.

Согласно работе [1] для того, чтобы при сохранении отношения времени удержания к вязкости эмульсии сохранялось определенное качество подготовки жидкости, должны выполняться следующие требования:

- поддерживаться постоянные термобарические условия, а также определенная высота эмульсионного слоя;
- плотности и вязкости нефти и воды остаются примерно постоянными;
- разрушена стабильная пленка на поверхности капель дисперсной фазы.

Из формулы (1) видно, что для использования метода экстраполяции производительности сепарационного оборудования необходимо иметь набор режимов работы сепаратора с эмульсией вязкостью μ_1 , соответствующих разным расходам эмульсии, следовательно, временам удержания. Такой исходный набор позволяет получить набор прогнозных режимов работы сепаратора с эмульсией вязкостью μ_2 , соответствующих разным расходам уже этой эмульсии и времени ее удержания. Именно время удержания t_{y2} находится из формулы (1), а качество подготовки (остаточная обводненность) определяется из исходного набора данных для эмульсии вязкостью μ_1 . Таким образом, для эмульсии вязкостью μ_2 строится зависимость остаточной обводненности от времени ее удержания. Основные трудности при использовании метода связаны с получением исходного набора данных, а именно времен удержания и соответствующих им остаточных об-

водненностей для эмульсии вязкостью μ_1 . При этом, если бы аналитическая форма зависимости остаточной обводненности от времени удержания была бы известна, то исходный набор данных можно было бы сократить до одного элемента – текущего режима работы сепарационной установки. Такая аналитическая форма зависимости остаточной обводненности от времени удержания может быть получена из нижеследующих рассуждений.

Рассмотрим часть гравитационного сепаратора, расположенную в рабочей зоне аппарата, в которой можно достаточно отчетливо выделить границу раздела фаз эмульсия – вода (рис. 1). Предположим, что уровень жидкости на выходе из аппарата поддерживается на постоянном уровне, а поток жидкости направлен слева направо. В момент времени $t = 0$ выделим некоторый объем эмульсии V_3 . При этом вследствие отстаивания воды этот объем постепенно уменьшается, а граница раздела фаз поднимается по мере продвижения к выходу из аппарата (явно на рис. 1 не показано). Пусть объем воды в выбранном объеме эмульсии в момент времени $t = 0$ будет равен V^w . За малый промежуток времени dt рассматриваемый объем эмульсии V_3 сместится по направлению потока вправо, а объем воды в этом объеме эмульсии уменьшится на ΔV и станет равным V_1^w из-за осаждения капель воды. Обводненность эмульсии φ в рассматриваемом объеме в момент времени $t = 0$ выразится как отношение V^w/V_3 , а обводненность эмульсии φ_1 через время dt – как V_1^w/V_3 ; так как для небольших обводненностей $\Delta V < V^w$ и $\Delta V \ll V_3$ принято, что $(V^w - \Delta V)/(V_3 - \Delta V) \approx (V^w - \Delta V)/V_3$. Таким образом, изменение обводненности во времени можно выразить в виде

$$\begin{aligned} \frac{d\varphi}{dt} &= -\frac{(\varphi - \varphi_1)}{dt} = -\left(\frac{V^w}{V_3} - \frac{V_1^w}{V_3} \right) \frac{1}{dt} = \\ &= -\left(1 - \frac{V_1^w}{V^w} \right) \frac{1}{dt} \frac{V^w}{V_3} = -\left(1 - \frac{V_1^w}{V^w} \right) \frac{1}{dt} \varphi. \end{aligned} \quad (2)$$

так как $V_1^w/V^w = (V^w - \Delta V)/V^w = 1 - \Delta V/V^w$,

$$\frac{d\varphi}{dt} = -\frac{\Delta V}{V^w dt} \varphi. \quad (3)$$

Отношение $\Delta V/V^w$ не является постоянным и зависит, в частности, от времени, однако моделированием процесса обезвоживания эмульсии можно показать, что с достаточной для инженерных расчетов точностью отношение $\Delta V/V^w$ можно считать постоянным и равным его средней по времени величине.

Моделирование процесса обезвоживания выполняется в следующей последовательности. Начиная с неподвижного состояния, равномерно распределенные по высоте слоя эмульсии капли осаждаются согласно уравнению движения

$$m \frac{du_p}{dt} = mg - \frac{m}{\rho_d} \rho_c g - \frac{C_d u_p^2 \rho_c A_p}{2}, \quad (4)$$

где m – масса капли; u_p – скорость капли; t – время; g – ускорение свободного падения; ρ – плотность; C_d – коэффициент сопротивления формы; A_p – площадь поперечного сечения сферической капли; d – индекс дисперсной фазы, c – индекс непрерывной фазы.

Согласно работе [4] в широком диапазоне чисел Рейнольдса Re коэффициент сопротивления формы C_d определяется из выражения

$$C_d = \frac{24}{Re} + \frac{3}{\sqrt{Re}} + 0,34, \quad (5)$$

$$Re = \frac{\rho_c u_p d_p}{\mu_c}, \quad (6)$$

где d_p – диаметр капли.

В работе [5] показано, что распределение диаметра капель водомасляных эмульсий, транспортируемых при различных режимах течения, описывается преимущественно логнормальным законом, там же приводятся параметры полученных распределений. Значения параметров различаются, хотя и незначительно, и в среднем, например, для капель воды составляют: $s = 0,5225$; $m = 0,98375$ (рис. 2).

Моделирование осаждения капель проводится по следующим данным [1]: исходная обводненность – 20 %, плотность нефти – 800 кг/м³, воды – 1000 кг/м³, вязкость нефти и воды – соответственно 2,7 и 0,45 мПа·с (при температуре 61 °С). Калибровка модели осуществляется подбором высоты слоя эмульсии таким образом, чтобы при отстое нефти вязкостью 2,7 мПа·с в течение 4,4 мин остаточная обводненность нефти составляла 3,6 % (данные экс-



Рис. 2. Распределение размеров капель воды



Рис. 3. Изменение отношения $\Delta V/V^w$ во времени (усреднение по числу капель 10^6)

перимента из работы [1]). Для ускорения расчетов движение отдельной капли считается равномерным после того, как его скорость перестает значительно изменяться, достигая установившегося значения. Считается, что капля покидает эмульсию, когда ее центр достигает нижней границы слоя эмульсии. Отношение $\Delta V/V^w$ определяется каждые 5 с. Расчеты проводятся с использованием программы, написанной на языке «Питон», для чисел капель 10^4 , 10^5 и 10^6 . Полученные результаты приведены на рис. 3.

С увеличением числа капель сходимость зависимости остаточной обводненности значительно выше, чем сходимость зависимости отношения объемов. Кривая остаточной обводненности, построенная при моделировании с числом капель 10^4 , практически не отличается от кривой, построенной при числе капель 10^6 , в то же время зависимость отношения объемов становится достаточно гладкой только при моделировании с числом капель 10^6 .

При допущении постоянства отношения $\Delta V/V^w$ изменение обводненности во времени записывается в виде

$$\frac{d\varphi}{dt} = -\varepsilon \varphi, \quad (7)$$

где $\varepsilon = \Delta V / (V^w dt)$ – средняя по времени постоянная осаждения.

Решением уравнения (7) является функциональная зависимость остаточной обводненности от времени удержания:

$$\varphi(t) = \varphi_0 \exp(-\varepsilon t), \quad (8)$$

где φ_0 – начальная обводненность, t – время удержания.

В зависимости (8) свойства эмульсии и конструктивные особенности сепарационного оборудования собраны в одном параметре ε , который может быть найден как из результатов моделирования осаждения, так и из опытных данных, например, по параметрам текущего режима работы сепаратора (выходная обводненность и время удержания). Сравнительный анализ результатов, получаемых на основе зависимости остаточной обводненности от времени удержания, и результатов моделирования осаждения капель был проведен в работе [2]. Для выбранной эмульсии максимальное относительное отклонение не превысило 15 %, при этом большую часть времени оно было меньше 5 %, а абсолютное отклонение по обводненности не превысило 0,5 %. В наиболее интересной для практических приложений зоне перегрузки оборудования (малое время удержания) относительное отклонение наименьшее.

Планирование расширений объектов подготовки жидкости и потенциальный экономический эффект

Традиционный подход к планированию расширения объектов подготовки жидкости заключается в построении так называемых профиль-дизайнов загрузки объектов, которые позволяют наглядно представить загрузку объектов на период планирования и сравнить ее с номинальной производительностью по входящей жидкости. При таком сравнении учитывается только объем жидкости, но не ее состав, и никак не принимается во внимание самый критичный показатель работы объекта – качество подготовки жидкости. Изложенные в теоретической части статьи подходы позволяют учесть как объем поступающей на подготовку жидкости, так и ее состав и качество подготовки, а уточнены при этом могут быть объемы расширений и сроки их реализации. Таким образом, решения о необходимости расширений становятся более обоснованными как с технической, так и с экономической точек зрения, потому что принимаются на основе прогнозного качества подготовки жидкости.

В качестве иллюстрации возможностей описанного подхода к планированию развития инфраструк-

туры рассмотрим перспективную загрузку трех установок предварительного сброса воды (УПСВ) месторождений X и Y крупнейшего нефтедобывающего общества России. Состав оборудования каждой УПСВ включает площадку сепараторов со сбросом воды (объем одного сепаратора 200 м³, коэффициент заполнения 0,4–0,6), насосную внутренней перекачки, площадку реагентного хозяйства и дренажные емкости. При планировании расширений учитывались затраты на покупку и монтаж сепарационного оборудования. Примем, что в пересчете на один сепаратор суммарные затраты составили «С» тыс. руб. (С – некоторая константа, которая будет использоваться для оценки экономической эффективности). На рис. 4 представлены прогнозные профиль-дизайны загруженности трех рассматриваемых объектов.

На УПСВ дожимной насосной станции ДНС-4 месторождения Y поступает жидкость в объеме 34284 м³/сут обводненностью 61 % (см. рис. 4). Плотность нефти и воды составляет соответственно 837 и 1001 кг/м³, вязкость – соответственно 6,7 и 0,67 мПа·с при температуре эксплуатации объекта 40 °С. В составе комплекса УПСВ функционируют четыре сепаратора со сбросом воды, обеспечивающие регламентное качество подготовки жидкости – 1 % остаточной воды. По данным на 2014 г. превышение объема поступающей жидкости над номинальной мощностью оборудования составляет около 20 %. Объем расширения, запланированный на 2019 г., составляет 480 м³, что соответствует установке четырех сепараторов. Общая стоимость такого расширения равна «4С» тыс. руб.

На УПСВ ДНС-5 месторождения Y эксплуатируются четыре сепаратора со сбросом воды, обеспечивающие фактическую обводненность на выходе 3 %, при этом регламентная остаточная обводненность составляет 5 %. Несмотря на качество подготовки жидкости выше регламентного, традиционный профиль-дизайн загрузки УПСВ указывает на фактическую перегрузку по входящей жидкости и отсутствие резерва мощности по подготовке (см. рис. 4). Согласно прогнозным данным по разработке месторождения максимальный уровень добычи жидкости ожидается в 2024 г. Определенный на его основании объем расширения равен 360 м³, а общая стоимость покупки и установки трех сепараторов составит «3С» тыс. руб.

На УПСВ ДНС-2 месторождения X поступает жидкость обводненностью 75 %, которая подготавливается до остаточной обводненности 4 %. При этом значение остаточной обводненности, установ-

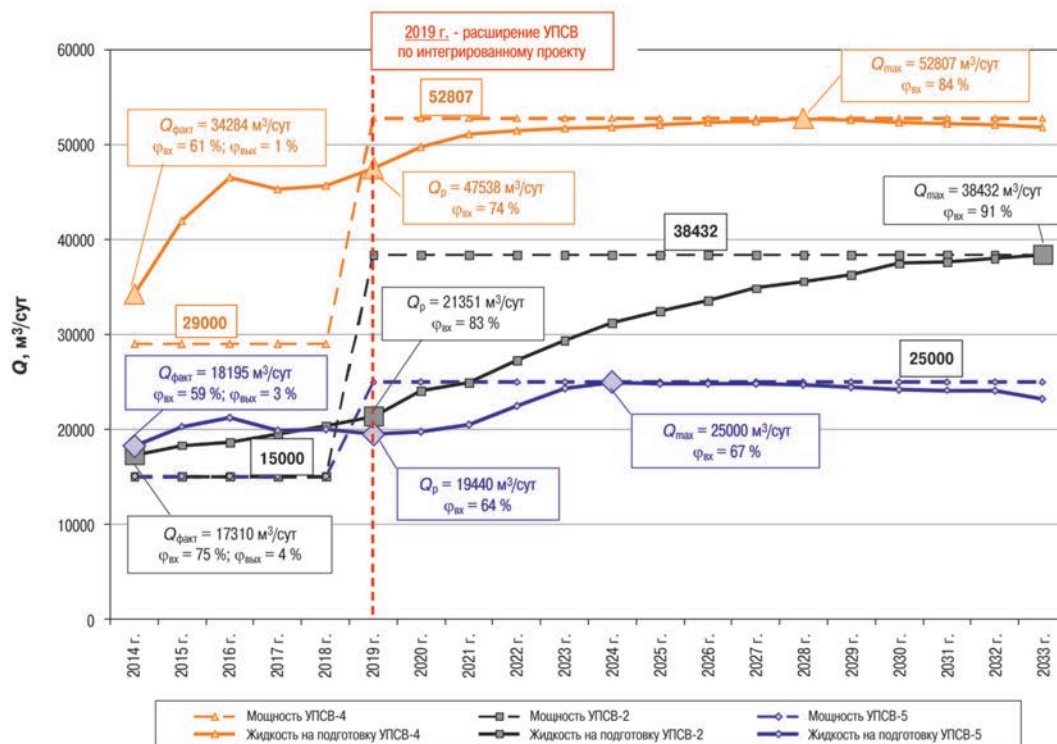


Рис. 4. Прогнозные профиль-дизайны загрузки УПСВ на ДНС-4, ДНС-5, ДНС-2 ($Q_{\text{факт}}$, Q_p , Q_{max} – количество поступающей жидкости соответственно фактическое, в год расширения, максимальное)

ленное регламентом, должно быть не более 5 %. В данном случае также, несмотря на качество подготовки жидкости выше регламентного, традиционный профиль-дизайн загрузки УПСВ указывает на фактическую перегрузку по входящей жидкости и отсутствие резерва мощности по подготовке (см. рис. 4). На объекте в действующем состоянии находятся четыре сепаратора со сбросом воды. Температура, при которой происходит процесс водоотделения, согласно технологическому регламенту составляет 40 °С. Плотность поступающих нефти и воды при температуре эксплуатации составляет соответственно 841 и 1000 кг/м³, вязкость – соответственно 6,7 и 0,66 мПа·с. Объем расширения, запланированный на 2019 г., составляет 840 м³, что соответствует покупке и установке семи сепараторов со сбросом воды. Общая сумма капитальных вложений – «7С» тыс. руб.

Альтернативный подход к планированию расширений УПСВ состоит в построении профилей качества подготовки жидкости (рис. 5). Они дают возможность обосновать необходимость увеличения мощности УПСВ с точки зрения основного показателя ее работы – выходной обводненности. Из рис. 5, в частности, видно, что противоречие, когда фактическое качество подготовки жидкости выше регламентного, а профиль-дизайн указывает на перегрузку по жидкости, снимается (см., например, УПСВ-2

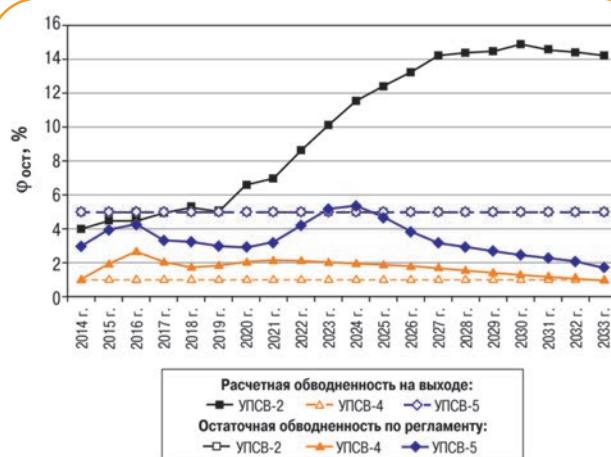


Рис. 5. Прогнозные профили изменения остаточной обводненности $\varphi_{\text{ост}}$ для УПСВ на ДНС-4, ДНС-5 и ДНС-2

и УПСВ-5 на рис. 4, 5). Интересная ситуация наблюдается для УПСВ ДНС-5: увеличение мощности данного объекта целесообразно провести в 2023 г., тогда как профиль-дизайн загрузки по жидкости требует расширения уже в 2014 г. Прогнозирование остаточной обводненности для УПСВ ДНС-4 показывает, что существующая мощность объекта не позволяет получить требуемое качество подготовки уже в 2015 г. Похожий вывод можно сделать и для УПСВ ДНС-2 месторождения X, на котором расширение требуется уже в 2018 г.

Объект	Год расширения	Объем расширения, м ³	Число сепараторов	Капитальные вложения, тыс. руб.	Год расширения	Объем расширения, м ³	Число сепараторов	Капитальные затраты, тыс. руб.
Метод прогнозирования качества подготовки					Метод сравнения загрузки с номинальной мощностью			
УПСВ на ДНС-4	2015	240	2	2С	2019	480	4	4С
УПСВ на ДНС-5	2023	120	1	С	2019	360	3	3С
УПСВ на ДНС-2	2018*	360	3	3С	2019	840	7	7С

*Так как в 2018 г. качество подготовки незначительно хуже регламентного, исходя из практических соображений год расширения может быть перенесен на 2020 г.

Для того чтобы оценить требуемый объем расширения объектов, были рассчитаны (по методам, описанным в теоретической части) минимальные времена удержания жидкости в сепараторах каждого объекта, которые позволяют готовить жидкость до регламентной обводненности. Результаты расчетов и сравнение с результатами, полученными на основании профиль-дизайнов загрузки по жидкости, приведены в таблице. Из нее видно, что, в среднем объемы расширений уменьшаются в 2 раза, а срок расширения в некоторых случаях может быть перенесен на поздние периоды. Прогнозирование качества подготовки жидкости на УПСВ рассмотренных месторождений позволяет сократить капитальные вложения на 57 % по отношению к методу сравнения загрузки с номинальной мощностью оборудования.

Выводы

1. Представлен способ определения загрузки сепарационного оборудования и обоснования необходимости его расширения, основанный на сравнении прогнозного качества подготовки жидкости с требуемым или регламентным качеством подготовки.
2. Определение прогнозного качества подготовки жидкости основано на модифицированном методе экстраполяции производительности сепарационного оборудования, требующем для использования всегда доступные параметры текущего режима работы оборудования.
3. По сравнению с традиционным подходом обоснования увеличения мощности сепарационного оборудования, основанным на загрузке по входящей жидкости, способ, излагаемый в работе, позволяет учесть состав жидкости и опирается на наиболее критичный и комплексный параметр работы аппаратов – качество подготовки жидкости.
4. Применение способа обоснования необходимости расширения мощности на основе качества исхо-

дящей из установки жидкости дает возможность избежать необоснованных расширений и достигнуть в некоторых случаях двухкратной экономии капитальных вложений.

Список литературы

1. Choi M.S. Separator performance under changing field conditions//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, U.S.A., 1990, SPE 20703. P. 829–837.
2. Прогнозирование качества подготовки жидкости гравитационной сепарацией/А.В. Абрамов, Р.В. Бикбулатов, И.Ю. Колесник, А.Н. Винокуров//Нефтяное Хозяйство. – 2013. – № 8. – С. 114–117.
3. Taylor G.I. The Formation of Emulsions in Definable Fields of Flow//Proc. R. Soc. Lond A. 1934. – V. 146. – P. 501–525.
4. Arnold K., Stewart M. Surface Production Operations Volume 1: Design of Oil-Handling Systems and Facilities//Gulf Publishing, 1999. – 444 p.
5. M. Vielma, S. Atmaca, C. Sarica, Zhang H.-Q. Characterization of Oil/Water Flows in Horizontal Pipes//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, CL, U.S.A., 2007, SPE 109591.

References

1. Choi M.S., Separator performance under changing field conditions, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, LA, U.S.A., 1990. SPE 20703, pp. 829–837.
2. Abramov A.V., Bikbulatov R.V., Kolesnik I.Yu., Vinokurov A.N., Neftyanoe Khozyaystvo = Oil Industry, 2013, no. 8, pp. 114–117.
3. Taylor G.I., The formation of emulsions in definable fields of flow, Proc. R. Soc. Lond A., 1934, V. 146, pp. 501–525.
4. Arnold K., Stewart M., Surface production operation. Vol. 1: Design of oil-handling systems and facilities, Gulf Publishing, 1999, 444 p.
5. Vielma M., Atmaca S., Sarica C., Zhang H.-Q., Characterization of oil/water flows in horizontal pipes, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Anaheim, CL, U.S.A., 2007, SPE 109591.

Оптимизация расчета объемов разработки траншеи при переходе промысловых трубопроводов через водные преграды*

К.В. Скуратова
(ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Ключевые слова: программный комплекс, заносимость траншеи, промысловый трубопровод, балластировка, водная преграда.
Key words: bundled software, trench loading, field pipeline, ballasting, water barrier.

Адрес для связи: skuratova@sibmail.com

Введение

При эксплуатации промысловых трубопроводов часто возникает проблема появления аварийных участков трубопроводов на переходе через водные преграды, что в основном связано с размывом дна в месте перехода через реку (74 % рассматриваемых случаев) и дефектами труб (26 %). Для правильного заложения трубопровода при проектировании по технологии укладки открытым способом необходимо учесть характеристики руслового процесса, исключить погрешность расчета в ручном режиме, а также учесть простой техники при разработке траншеи на переходе через русло реки.

В ОАО «ТомскНИПИнефть» для повышения качества проектирования переходов трубопроводов через водные преграды был разработан программный комплекс для оптимизации расчета объема разработки траншеи с учетом ее заносимости и балластировки трубопровода.

Постановка задачи

В соответствии с классификацией речных инженерных сооружений переходы трубопроводов через реки относятся к типу пассивных сооружений, которые не способны влиять на характеристики руслового процесса, а наоборот подверже-

ны их влиянию. Поэтому на всех стадиях проектирования переходов, а также в период их эксплуатации необходимо выполнять тщательную оценку характеристик руслового процесса и деформаций русла реки (водотока) на участке перехода за период его функционирования.

Объектами для проектирования при переходе через русла реки являются трубопроводы условным диаметром 100 мм и более при скорости течения 0,5 м/с и выше. При проектировании переходов через водные преграды малой протяженности (до 5 м) заносимость траншей не учитывается. Это обусловлено непрерывностью и высокой интенсивностью работы колонны техники на участке строительства через водотоки. При разработке технических решений для переходов через русло реки большой протяженности (более 5 м) и со скоростью течения более 0,5 м/с необходимо учитывать интенсивность отложения донных наносов. В противном случае велика вероятность того, что трубопровод будет находиться на глубине, не предусмотренной проектом, соответственно будут нарушаться нормы и появляться вероятность возникновения аварийного участка на трубопроводе при переходе через реку под действием руслового процесса.

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного К.В. Скуратовой на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (II место).

Алгоритм решения и описание программного обеспечения

В настоящее время на рынке предлагаемых программных пакетов отсутствуют продукты, которые позволяют оценивать объемы разработки траншеи с учетом интенсивности отложения донных наносов под действием течения реки на переходе через водные преграды. В связи с этим была поставлена задача оптимизировать расчет объема разработки траншеи, который будет учитывать заносимость траншеи, а также ускорит принятие необходимого технического решения.

Алгоритм программы разбит на четыре этапа. Расчет выполняется последовательно. Основной формулой для расчета является формула для определения объема разработки траншеи

$$V = \frac{1}{2}(A+B)hL, \quad (1)$$

где A – ширина траншеи по дну; B – ширина раскрытия траншеи; h – глубина траншеи; L – длина перехода через водную преграду.

Ширина раскрытия траншеи рассчитывается по выражению

$$B=A+2hi, \quad (2)$$

где i – величина откосов траншеи.

Откосы траншеи принимаются для каждого грунта отдельно в соответствии СП 34-116-97. Наиболее часто встречающиеся грунты по дну: пески, суглинки, гравийные, галечные грунты и илы. Иногда в створе подводного перехода встречаются заболоченные участки: болота I и II типов.

На первом этапе определяется объем разработки без учета заносимости. Ширина траншеи по дну принимается в соответствии с пунктом 5.3 СП 36.13330.2012, равной $D+300$ – для трубопроводов диаметром до 700 мм и $1,5D$ – для трубопроводов диаметром более 700 мм и более (D – условный диаметр трубопровода).

На втором этапе рассчитывается объем разработки траншеи только с учетом балластировки (при условии, что трубопровод с пригрузами). Ширина траншеи принимается в соответствии с требованием СП 36.13330.2012: 0,2 м от пригруза до стенок разрабатываемой траншеи.

На третьем этапе выполняется расчет объема разработки траншеи с учетом заносимости.

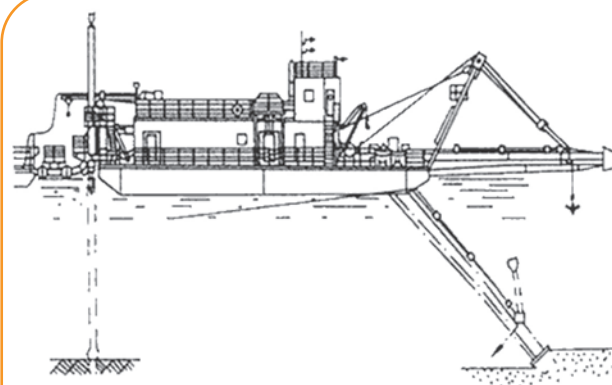


Рис. 1. Конструкция земснаряда

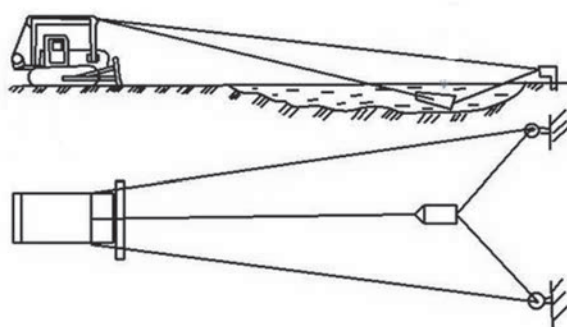


Рис. 2. Устройство канатно-скреперной установки

В соответствии с ведомственными строительными нормами ВСН 010-88 ширина подводной траншеи A_z принимается как

$$A_z = D_n + \sqrt{\Delta_p^2 + \Delta_t^2} + \Delta_j, \quad (3)$$

где D_n – диаметр проектируемого трубопровода; Δ_p^2 , Δ_t^2 – запас, учитывающий допускаемые отклонения соответственно по ширине траншеи при разработке и продольной оси трубопровода от проектной оси траншеи при укладке трубопровода (Δ_p , Δ_t – справочные величины); Δ_j – запас на заносимость.

Запас по ширине траншеи принимается в соответствии с табл. 1, 2 ВСН 010-88. Критерием для выбора значений является тип применяемого оборудования (земснаряды, канатно-скреперные установки (рис. 1, 2)). Запас на отклонение трубопровода от оси его траншеи зависит от протяженности перехода через водную преграду и принимается в соответствии с табл. 3 ВСН 010-88.

Согласно ВСН 010-88 запас на заносимость траншеи

$$\Delta_j = \frac{q_t t}{h}, \quad (4)$$

где q_t – интенсивность отложения данных наносов.

На четвертом этапе рассчитывается объем разработки с учетом балластировки и заносимости (при условии, если на трубопроводе есть пригрузки). Ширина траншеи определяется в соответствии с формулами (3), (4), т.е. учитываются запасы на заносимость траншеи, а также соблюдается требование СП 36.13330.2012 относительно расстояния от пригруза до стенки разрабатываемой траншеи.

Программа написана в среде программирования Delphi 7, которая позволяет создавать приложения различного уровня сложности и в достаточно короткие сроки. Алгоритм программы представляет собой перечень операторов: условный оператор (if – else); оператор присваивания; оператор выбора (case).

Необходимые данные для выполнения расчета в программе: внешний диаметр трубопровода; протяженность перехода через русло реки; проектная глубина траншеи; средняя удельная интенсивность отложения донных наносов, определяемая по материалам гидрологических изысканий; ширина траншеи без учета заносимости и балластировки; оборудование для разработки траншеи.

Помимо расчета объема разработки траншеи с учетом заносимости и балластировки, программа имеет дополнительные функции: в соответствии с требованиями ВСН 163-83 предусмотрен расчет минимальной производительности и необходимого времени разработки для земснаряда (рис. 3). Данные расчеты могут применяться не только для составления объемов работ с целью расчета смет, но и для разработки проекта организации строительства: сколько потребуется единиц оборудования и какой временной интервал необходимо предусмотреть проектом, чтобы разработать траншею с учетом отложения донных наносов в русле реки.

Оценка эффективности

Экономическая эффективность разработанной программы расчета оценена на примере ранее запроектированного газопровода. Авторским надзором было выявлено, что на переходах через русловые участки рек положение трубопровода

Рис. 3. Рабочее окно программы

значительно отличалось от предусмотренного проектом и не соответствовало требованиям нормативной документации. В связи с этим встал вопрос оценки стоимости работ и временных затрат на устранение технической ошибки. Был выполнен расчет с целью определения необходимой ширины траншеи и объема разработки, числа земснарядов, а также их минимальной производительности с учетом интенсивности отложения донных наносов в русле реки. Результаты расчета приведены в таблице, из которой следует, что для перехода трубопровода через водную преграду протяженностью 15 м объем разработки траншеи

Протяженность перехода трубопровода через водную преграду, м	Диаметр трубопровода, м	Глубина траншеи, м	Интенсивность отложения донных наносов, м ³ /сут	Объем разработки траншеи, м ³	
				без учета заносимости	с учетом заносимости и балластировки
15	0,325	4,42	0,286	130	160
10	0,325	3,32	0,014	118	138

с учетом заносимости и балластировки превышает объем разработки без учета зависимости на 23 %, для перехода протяженностью 10 м – на 17 %.

Учет заносимости и балластировки гарантирует, что проектируемый трубопровод не будет подвергаться воздействию руслового процесса и будет находиться на глубине, предусмотренной проектом в соответствии с требованиями проектной документации. В противном случае высока вероятность возникновения аварийного положения трубопровода и в соответствии с требованиями нормативной документации будет необходимо выполнять следующие работы:

- вырезку и извлечение участка;
- заглубление траншеи;
- проверку изоляционного покрытия и пригрузов;
- укладку трубопровода в проектное положение;
- приварку плети к прилегающему участку;
- радиографический и дублирующий ультразвуковой контроль полученных сварных стыков;
- предварительное испытание трубопровода на пойме реки по горизонту высоких вод 10 % обеспеченности;
- окончательное испытание всего газопровода.

Установлено, что стоимость работ по устранению аварийного участка на рассматриваемых переходах

газопровода через реки, в том числе указанных монтажных работ, в 5 раз превысила стоимость разработки траншеи с учетом заносимости и балластировки. Это касается переходов трубопроводов через малые водотоки (до 15 м). Для устранения аварийных участков через более широкие водные преграды потребуются гораздо большие затраты, а также остановка перекачки продукта, что существенно увеличивает стоимость устранения аварийных участков трубопроводов в целом.

Таким образом, при учете интенсивности перемещения донных наносов и заложения дополнительных объемов для разработки траншеи с учетом запаса на заносимость исключается возможность отклонения трубопровода от проектного положения и возникновения аварийного участка при гораздо меньших затратах, чем предусмотрено на разработку траншеи без учета ее заносимости.

Выводы

1. Применение разработанной программы повышает точность расчета, исключает возможность нахождения трубопровода на глубине, не соответствующей проекту, а также риск возникновения аварийных участков на переходе через русла рек и выполнение дорогостоящих работ для их устранения.

2. Разработанный программный пакет применим не только для расчета объема разработки траншеи с целью составления ведомости по объемам работ, но и для экспертизы принятых технических решений в документации, разработанной субподрядными организациями. Помимо этого данную разработку можно использовать для планирования работ по проекту организации строительства.

3. При реализации программы скорость выполнения трудоемкого расчета увеличивается на 94 %, трудозатраты сокращаются в 16 раз.

Переработка пропан-пропиленовой фракции на установке олигомеризации с получением высокооктановых компонентов топлив*

Н.Ю. Крымкин, А.А. Федоров, М.В. Шураев
(ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод»)

Ключевые слова: пропан-пропиленовая фракция, олигомеризация, полимербензин, модернизация.

Key words: propane-propylene fraction, oligomerization, polymer gasoline, modernization.

Адреса для связи: KrymkinNYu@mail.ru, FedorovAA@knpz.rosneft.ru, ShuraevMV@gmail.com

Введение

В ОАО «НК «Роснефть» реализуется «Комплексная программа модернизации производства блока «Переработка» [1], одной из задач которой является углубление переработки нефти. В рамках ее выполнения на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) компании планируется строительство установок флюид-каталитического крекинга (FCC) и переработки тяжелых нефтяных остатков, в том числе на основе термодеструктивных процессов, таких как FlexicokingTM и замедленное коксование. С внедрением данных технологий НПЗ увеличат выпуск не только бензинового и дизельного топлива, но и олефинсодержащих сжиженных газов: бутан-бутиленовой (ББФ) и пропан-пропиленовой (ППФ) фракций. И если технологическая цепочка по переработке ББФ в ценные высокооктановые компоненты бензинов определена – это строительство установок по производству метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ) и алкилирования, то схема переработки ППФ на НПЗ топливного профиля отсутствует.

ППФ предполагалось продавать стороннему потребителю как «Газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления (СПБТ)» (ГОСТ 20448-90). Для реализации товарного ППФ необходимо увеличить объем парков сжиженных углеводородов (СУГ), провести реконструкцию эстакад отгрузки СУГ и решить логистические задачи, что потребует дополнительных финансовых вложений. Кроме того, стоимость СПБТ в несколько раз ниже стоимости продуктов их переработки, поэтому проблема эффективной реализации ППФ является актуальной.

В настоящее время существуют различные технологии переработки ППФ: производство тримеров и тетрамеров пропилена, акрилонитрила, глицерина, оксида пропилена, кумола, изопропилбензола, изопропилового спирта, компонентов топлива.

В связи с тем, что основные НПЗ компании «Роснефть» не имеют нефтехимического направления, в данной работе рассмотрена возможность переработки ППФ в высокооктановый компонент бензина с использованием технологии олигомеризации.

Процесс олигомеризации алкенов. Промышленное применение

Процесс олигомеризации алкенов обеспечивает получение высокооктановых компонентов бензина из пропилен- и бутиленсодержащих фракций, которые нецелесообразно использовать для выделения индивидуальных углеводородов [3]. Процесс реализован либо как одностадийный с выделением полимербензина, либо как двухстадийный – олигомеризация+гидрирование [3].

В настоящее время на рынке представлено несколько технологий олигомеризации: компания Axens является лицензиаром процессов Selectopol и Polynaphtha [4, 5] с использованием цеолитных катализаторов IP 811 и TA 801, UOP – правообладатель процесса олигомеризации с применением твердой фосфорной кислоты (SPA) [6]. Кроме того, имеются отечественные разработки ЗАО «ВНИИОС НК» и ООО «САПР-НЕФТЕХИМ» [7], реализованные на цеолитном катализаторе БАК 70.

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного Н.Ю. Крымкиным на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (II место).

Важно, чтобы в сырье не было примесей: COS, AsH₃, азотсодержащих соединений, диенов, серы, так как данные соединения дезактивируют катализатор. COS и AsH₃ удаляются при помощи механических ловушек, азот- и кислородсодержащие соединения – при помощи водной отмывки. С использованием оксидов алюминия и молекулярных сит удаляются сера, азот и кислород. Очистка от диенов возможна с применением процесса Alkyfing, разработанного компанией IFR и лицензируемого Axens. В основе процесса лежит технология селективного гидрирования диенов, содержащихся во фракции C₃/C₄ [4].

В результате конверсии ППФ на установке олигомеризации образуется продукт, на 100 % состоящий из ненасыщенных углеводородов. Так как товарный бензин имеет ограничения по содержанию непредельных углеводородов, при проработке технологии для конкретного НПЗ необходимо применять гидрирование или разбавление другими компонентами бензина до массовой концентрации непредельных углеводородов 18 %. При гидрировании олигомеризата октановое число продукта снижается.

Технология олигомеризации позволяет получить автобензин и авиакеросин + дизельное топливо в соотношениях соответственно 100/0 или 30/70 [4]. Типовые схемы технологии олигомеризации Polynaphtha, UOP, ЗАО «ВНИИОС НК» и ООО «САПР-НЕФТЕХИМ» представлены на рисунке.

Состав сырья определяет качество и выход готовой продукции. Зависимость параметров готовой продукции от соотношения содержания C₃/C₄ представлена в табл. 1.

Таблица 1

Параметры олефинов	Состав сырья		
	C ₃	C ₃ /C ₄	C ₄
Удельная плотность, г/см ³	0,739	0,738	0,738
Температура, °C: начала кипения	57	93	62
выхода:			
10 %	114	101	103
30 %	132	109	113
50 %	141	119	119
70 %	151	137	127
90 %	191	168	181
конца кипения	218	211	216
ИОЧ C ₅₊	95	96	99
МОЧ C ₅₊	82	83	84

Примечание. ИОЧ, МОЧ – октановое число, определенное соответственно по исследовательскому и моторному методу.

При массовой концентрации олефинов в свежем сырье 50, 70 и 95 % выход полимербензинов составляет соответственно 89, 90 и 99 %.

Октановое число смешения полимербензина выше, чем при использовании индивидуальной смеси (табл. 2 [8]).

Таблица 2

Объем смешения, %	ИОЧ	МОЧ	ИОЧ	МОЧ
	полимербензина без гидрирования		гидрированного полимербензина	
10	124,0	99,1	99,1	96,1
20	122,0	95,1	100,1	95,1
100	101,1	85,7	99,1	96,3

Расчет сырьевой базы для процесса олигомеризации ППФ

Расчет выполнен для НПЗ мощностью 7 млн. т/год нефти с содержанием светлых углеводородов до 50 %. В качестве основных поставщиков сырья олигомеризации выбраны установки FCC и висбрекинг. Суммарная выработка ППФ составляет около 75 тыс. т в год: FCC – до 70 тыс. т/год; с установки висбрекинга – 5 тыс. тыс. т/год, концентрация пропилена – от 40 до 60 % масс. При строительстве на НПЗ установок по переработке тяжелых остатков, таких как установка замедленного коксования (УЗК) или Flexicoking, ресурс сырья олигомеризации увеличится на 40–70 %:

- на установке УЗК – на 25–35 тыс. т/год [8-10];
- на установке Flexicoking – на 50–60 тыс. т/год [2, 11–12].

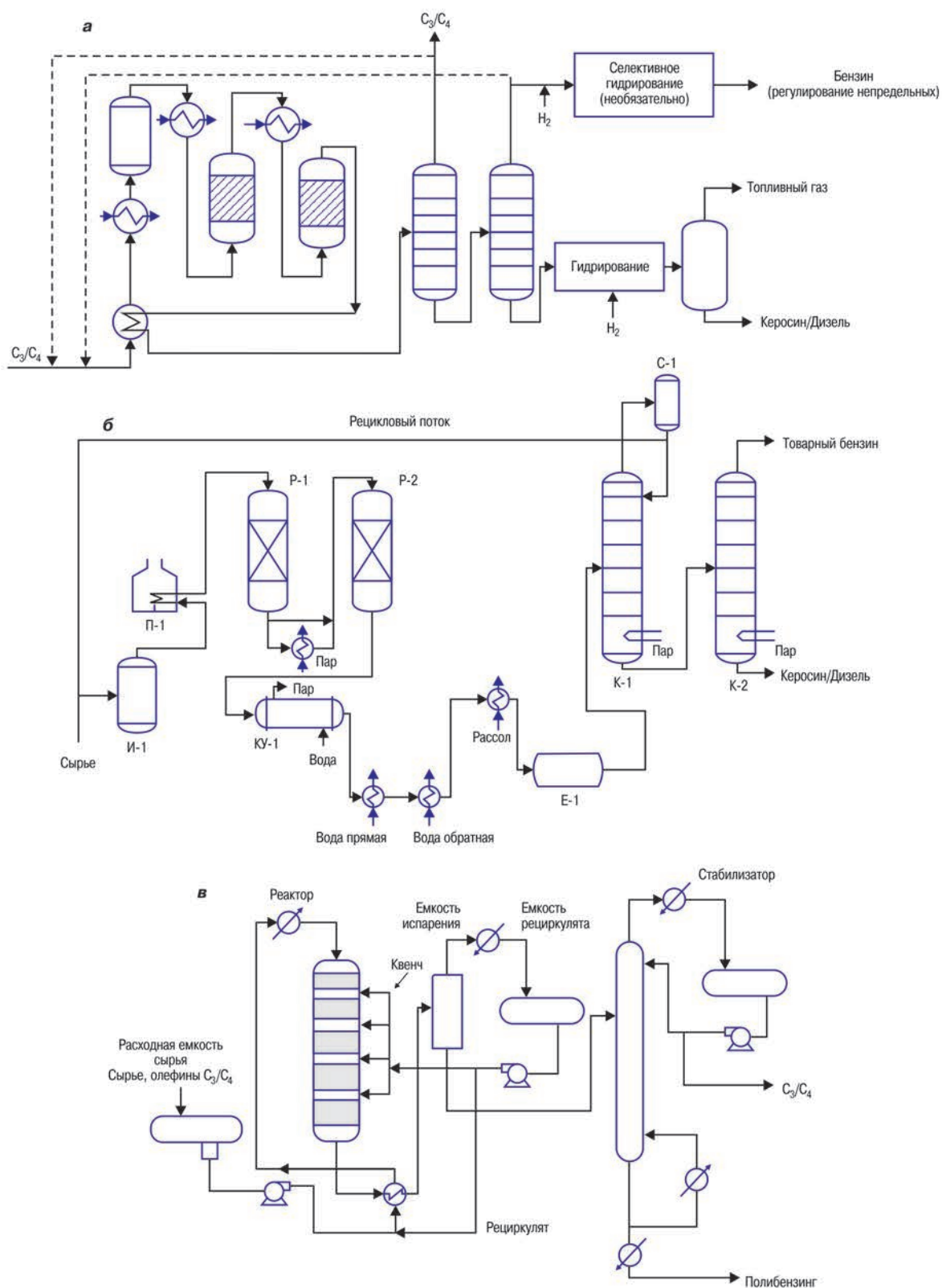
Производственные показатели олигомеризации

В настоящее время бензиновое топливо более востребованный продукт, чем авиакеросин и дизельное топливо, поэтому нами выбрана схема получения полимербензина с выходом 100 %. Для рассмотренных технологий олигомеризации конверсия пропан-пропиленовой фракции в расчете на непрореагировавший пропилен составляет 90 %. Материальный баланс установки олигомеризации пропан-пропиленовой фракции представлен в табл. 3.

Таблица 3

Баланс	НПЗ (ФСС, висбрекинг)	НПЗ + УЗК	НПЗ + Flexicoking
Выход, тыс. т/год: ППФ, в том числе			
пропана	75,0	100,0	120,0
пропилена	25,0	45,0	53,0
Получено, тыс. т/год: бензина	50,0	55,0	67,0
пропилена	45,0	49,5	60,3
пропана	5,0	5,5	6,7
пропана	25,0	45,0	53,0

В связи с тем, что олигомеризат на 100 % состоит из олефинов, в программе PIMS был выполнен поверочный расчет содержания непредельных углеводородов в составе товарной продукции, пока-



Принципиальная технологическая схема олигомеризации от компаний Polynaphta [4] (а), ЗАО «ВНИИОС НК» [7] (б), УОР [6] (в)

завший, что смешение базового бензина с олигомеризатом позволяет получить товарный продукт, полностью соответствующий классу «Евро-5». Концентрации бензола, непредельных и ароматических углеводородов находятся в пределах дей-

ствующих норм, что позволяет использовать технологию олигомеризации без дополнительного гидрирования. Качественные характеристики товарного бензина при смешении с полимербензином приведены табл. 4.

Таблица 4

Показатель	Олигомеризат	Норма	Регуляр-92 класс 5	Премиум-95 E5	Супер-98 E5
МОЧ	82-84	-	85,5	85,9	90,4
ИОЧ	96-98	-	92,9	95,2	98,2
Объемное содержание, %: бензола	-	0,94	0,2	0,6	-
ароматических углеводородов	-	35	9	30,7	-
олефинов	100	18	5,5	0,3	17,1

Проведенные технико-экономические расчеты показали высокую эффективность и рентабельность технологии олигомеризации ППФ: индекс прибыльности составил 2-2,4, норма доходности IRR – 35-40 %, срок окупаемости установки 5-6 лет.

Выводы

1. В результате модернизации и строительства установок глубокой переработки нефти НПЗ увеличат объемы производства ППФ.
2. Внедрение технологии олигомеризации ППФ позволит повысить эффективность НПЗ за счет увеличения выпуска высокооктанового бензина.
3. Установка олигомеризации позволит получить высокую прибыль при малом сроке окупаемости.
4. Технология олигомеризации может быть рекомендована к внедрению на НПЗ, использующих термодеструктивные процессы.

Список литературы

1. Паспорт Программы инновационного развития ОАО «НК «Роснефть». – URL: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/03/passport_pinr.pdf
2. Повышение эффективности переработки нефтяных остатков посредством технологии Flexicoking / П. Каменский, А. Горштейн, Г. Филлипс, М. Райт. – М., 2007. – С. 8.
3. ООО «САПР-НЕФТЕХИМ». Технико-коммерческое предложение на создание установки олигомеризации олефинсодержащих сжиженных газов с целью получения высокооктановых компонентов бензина на ОАО «Куйбышевский НПЗ». – М., 2002.
4. Процессы олигомеризации Axens/ Axens ifp energies nouvelles. – М., 2011.
5. Катализаторы и адсорбенты компании Axens. Новейшие решения и услуги // Axens ifp energies nouvelles, 2012.
6. UOP LLC. 60017-5017 U.S.A, Illinois, 25 East Algonquin Road, 1999. – <http://www.uop.com/processing-solutions/petrochemicals/detergents/#higher-olefins>.
7. О собственных разработках; услугах, оказываемых сторонними организациями; и предложениях для ОАО «Куйбышевский НПЗ». – Самара: ЗАО «ВНИИОС НК», 2014.
8. Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки. – СПб: Профессия, 2011.

9. Карбасова Н.А., Оразова Г.А., Хайрутдинов И.Р. Зависимость количества нефтяного кокса от характеристики разведенного углеводородного сырья // Геология, география глобальная энергия. – 2010. – №4. – С. 67-72.
10. Пат. 2282656 РФ, C10B55/00(2006.01), C10B57/16(2006.01), Способ замедленного коксования нефтяного сырья / В.Ю. Жуков, В.И. Якунин, В.А. Крылов, А.А. Головин, О.С. Ведерников, Н.П. Фоминых, А.Н. Фоминых, Д.И. Мальцев; заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». – № 2005118132/04; заявл. 10.06.2005; опубл. 27.08.2006.
11. ExxonMobil Research and Engineering (EMRE). FLEXICOKING™ (с коксованием в псевдоожиженном слое), 2013.
12. Читнес Г., Горштейн А., Райт М. FLEXICOKING™ – Технология переработки нефтяных остатков. – М., 2013.

References

1. Passport Programmy innovatsionnogo razvitiya OAO «NK «Rosneft» (Passport of Innovation Development Program of «NK» Rosneft), URL: http://www.rosneft.ru/attach/0/02/03/passport_pinr.pdf
2. Kamenski P., Gorshteyn A., Fillips G., Rayt M., *Povyshenie effektivnosti pererabotki neftyanykh ostatkov posredstvom tekhnologii Flexicoking* (Improving the efficiency of processing of oil residues by means of Flexicoking technology), Moscow, 2007, p. 8.
3. ООО «САПР-НЕФТЕХИМ». *Tekhniko-kommercheskoe predlozhenie na sozdanie ustanovki oligomerizatsii olefinsoderzhashchikh szhizhzhennykh gazov s tsel'yu polucheniya vysokooktanovykh komponentov benzina na OAO «Kuybyshevskiy NPZ»* (ООО «САПР-НЕФТЕХИМ». Technical and commercial offer for the creation of installation for olefin oligomerization of liquefied gases to produce high-octane gasoline components at «Kuybyshevskiy NPZ» OAO), Moscow, 2002.
4. *Protsessy oligomerizatsii Axens* (Axens oligomerization processes), Axens ifp energies nouvelles, Moscow, 2011.
5. *Katalizatory i adsorbenty kompanii Axens. Noveyshie resheniya i uslugi* (Catalysts and adsorbents of Axens company. Innovative solutions and services), Axens ifp energies nouvelles, 2012.
6. UOP LLC. 60017-5017 U.S.A, Illinois, 25 East Algonquin Road, 1999, URL: <http://www.uop.com/processing-solutions/petrochemicals/detergents/#higher-olefins>.
7. *O sobstvennykh razrabotkakh; uslugakh, okazyvaemykh storonnim organizatsiyam; i predlozheniyakh dlya OAO «Kuybyshevskiy NPZ»* (On their own development; services provided by third parties; and proposals for Kuybyshevskiy NPZ» OAO), Samara: Publ. of VNIIOС NK, 2014.
8. Meyers R.A., *Osnovnye protsessy neftepererabotki* (The main refinery processes), St. Petersburg: Professiya Publ., 2011.
9. Karbasova N.A., Orazova G.A., Khayrutdinov I.R., *Dependence of the amount of petroleum coke from the characteristics of explored hydrocarbon raw materials* (In Russ.), Geologiya, geografiya global'naya energiya. – 2010. – №4. – S. 67-72.
10. Pat. 2282656 RF, C10B55/00(2006.01), C10B57/16(2006.01), *Delayed petroleum feedstock coking process*, Inventors: Zhukov V.Yu., Yakunin V.I., Krylov V.A., Golovnin A.A., Vedernikov O.S., Fominykh N.P., Fominykh A.N., Mal'tsev D.I.
11. ExxonMobil Research and Engineering (EMRE). FLEXICOKING™ (s koksovaniem v psevdoozhizhennom sloe) (FLEXICOKING™ (with a fluidized bed coking)), 2013.
12. Chitnes G., Gorshteyn A., Rayt M., *FLEXICOKING™ – Tekhnologiya pererabotki neftyanykh ostatkov* (FLEXICOKING™ – technology of oil residues processing), Moscow, 2013.

Методы анализа различных видов неопределенности при моделировании нефтегазовых объектов

А.Е. Алтунин, к.т.н., М.В. Семухин, д.т.н., О.А. Ядрышникова
(ООО «ТННЦ»)

Ключевые слова: оценка рисков и неопределенностей, оценка запасов и ресурсов углеводородов, вероятностно-статистические методы, латинские гиперкубы, теория нечетких множеств, методы построения функций принадлежности.

Key words: risk and uncertainty assessment, hydrocarbon reserves and resources, probabilistic-statistical methods, Latin hypercubes, fuzzy sets theory, methods for membership functions constructing.

Адреса для связи: aealtunin@rosneft.ru, mvsemukhin@rosneft.ru, oayadrishnikova@rosneft.ru

Введение

Системы, применяемые в нефтегазодобыче, характеризуются большой погрешностью промысловых данных, отсутствием информации об отдельных параметрах, наличием разнородной информации. Отсутствие достоверной исходной геолого-промысловой информации затрудняет использование все более сложных математических моделей для анализа и прогнозирования процесса разработки. Согласно принципу несовместимости, сформулированному основателем теории нечетких множеств Л. Заде, сложность системы и точность, с которой ее можно проанализировать традиционными методами, находятся в состоянии взаимного противоречия.

В соответствии с современными математическими представлениями неопределенность систем обычно относится к одному из двух основных типов: случайному (вероятностному) и нечеткому. В первом случае используется теория вероятностей, во втором – подходы, базирующиеся на теории нечетких множеств, например, интервальный анализ, теория возможностей. Интервальный анализ не нашел широкого применения, возможно, из-за завышенных погрешностей при большом числе составляющих. На практике, как правило, приходится иметь дело как со статистическими, так и с нечеткими параметрами. Поэтому введение теорий, использующих нечеткие множества, в рамки теории погрешностей наряду с теорией вероятностей представляется разумным и своевременным решением.

Для рассматриваемого анализа неопределенностей важно наличие аналитической модели объекта, известной из физического смысла функциональной зависимости, или алгоритма и программы в виде «черного ящика», что характерно для коммерческих программных продуктов.

Анализ неопределенностей при наличии аналитической модели

Как показывает практика, использование детерминированных моделей с четкими значениями параметров (даже при наличии адаптационного процесса их уточнения путем решения обратных задач) приводит к огрублению модели. Рассмотрим существующие на данный момент количественные методы анализа неопределенности.

Для оценки предельной величины погрешности в теории ошибок измерений используются методы аппроксимации, основанные на разложении в ряд Тейлора (с применением аппарата частных производных) в окрестности исследуемой точки. Эти методы предназначены для анализа при небольших отклонениях от исследуемого значения

$$\Delta_y = \sum_{i=1}^n \left| \frac{\partial f}{\partial x_i} \right| \Delta_{x_i}, \quad (1)$$

где Δ_y – предельная погрешность функции $y = f(x_1, x_2, \dots, x_n)$; Δ_{x_i} – предельные абсолютные погрешности аргументов этой функции.

Таким образом, трансформация наследственных погрешностей осуществляется по определенным закономерностям. Сравнение между собой величин

$$\left| \frac{\partial f}{\partial x_i} \right| \Delta x_i \text{ дает возможность выделить «критиче-}$$

ский» фактор, который вносит наибольший вклад в погрешность Δ_y . Например, если значение одного из параметров более чем в 2-3 раза превышает остальные, то вкладом последних в погрешность Δ_y можно пренебречь. Для повышения точности измерения величины y в первую очередь надо повышать точность определения «критического» фактора.

Главный недостаток этих методов состоит в том, что необходимо знать конкретный аналитический вид функции, описывающей рассматриваемую систему. С помощью этих методов затруднительно получить достоверный результат при большой неопределенности входных параметров. Кроме того, предполагается, что функция f имеет непрерывные частные производные по переменным x_i и в случае $f'_{x_i}(a_1, a_2, \dots, a_n) = 0$ влияние ошибки Δx_i не учитывается. Использование формулы (1) на практике иногда дает очень сложные выражения ошибки Δ_y . К тому же вычисленная по формуле (1) величина Δ_y является довольно грубой оценкой погрешности функции f , особенно при наличии больших ошибок замеров параметров x_i .

В основном формула (1) справедлива лишь для систематических погрешностей Δx_i . Для случайных погрешностей (когда отдельные составляющие не всегда принимают предельные значения) используются теоремы теории вероятностей о дисперсии, в частности, что дисперсия суммы двух случайных независимых величин равна сумме их дисперсий. Суммарную стандартную неопределенность величины y как функции нескольких независимых переменных $x_1, x_2, \dots, x_n$ предлагается рассчитывать по правилу сложения дисперсий [6]

$$\sigma(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\partial f}{\partial x_i} \right)^2 \sigma^2(x_i)}, \quad (2)$$

где $\sigma^2(x_i)$ – стандартные отклонения переменных $x(i)$.

Анализ вероятностных распределений входных параметров

В целом применение этого метода анализа рисков позволяет получить более полную информацию об ожидаемых значениях выходных параметров, а также провести анализ их вероятностных распределений. Вместе с тем его использование предполагает,

что вероятности для всех входных величин известны либо могут быть точно определены. В действительности в большинстве случаев распределение вероятностей может быть задано с достаточной достоверностью на основе анализа прошлого опыта при наличии больших объемов фактических данных. Однако чаще всего такие данные недоступны, поэтому распределения задаются исходя из предположений экспертов и несут в себе большую долю субъективизма.

Использование вероятностной модели объемного подсчета запасов нефти предполагает, что каждый параметр, участвующий в расчетной формуле, рассматривается как случайная величина, а значение запасов – как функция этих случайных параметров [2]

$$Q_n = F \cdot h_{н.эф} \cdot k_{п.о} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho, \quad (3)$$

где Q_n – начальные запасы нефти; F – площадь нефтеносности; $h_{н.эф}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина пласта; $k_{п.о}$ – коэффициент открытой пористости; k_n – коэффициент нефтенасыщенности; θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти; ρ – плотность нефти при стандартных условиях.

Известно несколько методических приемов реализации такой вероятностной оценки. Во-первых, если исходные вероятностные распределения параметров представлены дискретными значениями, то можно использовать полный перебор всех значений входных параметров при построении дерева вероятностей сценариев. Такой способ позволяет оценить значения результирующего параметра и соответствующие вероятности их появления [5]. Недостаток такого подхода – большие затраты времени на подготовку и проведение эксперимента. Например, если в модели отражены n факторов, влияющих на значение выбранного показателя, каждый из которых имеет m возможных уровней, то план проведения эксперимента будет включать $N = m^n$ значений.

Имитационное моделирование с использованием метода Монте-Карло

Другой подход к анализу неопределенности выходных значений аналитической модели заключается в рандомизации процедуры сканирования пространства входных параметров. Существует довольно много методов, одним из которых является наиболее широко применяемый метод Монте-Карло. Недостатком данного метода является то, что он требует больших вычислительных затрат и не работает на «редких» событиях.

Основная идея метода Монте-Карло довольно проста. Для каждого входного параметра случайным образом выбирается его значение на основе вероятностного распределения. Множество выбранных таким образом значений всех входных параметров и образует сценарий. Вся информация обрабатывается точно так же, как и для регулярно определенного сценария. Процедура повторяется заданное число раз. Полученное множество значений выходного параметра рассматривают как случайную выборку. Применяя стандартные статистические методы, можно построить гистограмму распределения, оценить его параметры и в случае необходимости точность полученных результатов. Такая последовательность действий характерна для так называемого грубого метода Монте-Карло [5].

Расчеты по методу Монте-Карло при одних и тех же исходных данных, но различных запусках программы различаются как по гистограмме частот, так и по кумулятивной кривой. Так, достаточно сильное влияние оказывается на оценку запасов P10 и P90 оценка P50 более стабильная. Данный эффект ослабевает при сильном увеличении числа испытаний (1 000 000 и более).

Основной недостаток методов оценки, основанных на использовании простой случайной выборки, – медленная сходимость выборочных средних к истинным средним с ростом объема выборки (пропорционально $\sqrt{N}$). Это приводит к необходимости поиска методов уменьшения ошибок, не требующих увеличения N .

Грубый метод Монте-Карло предусматривает случайную выборку значений в пространстве входных параметров, в связи с чем нет гарантии, что все части распределения входных параметров будут использованы при расчетах. При гипотезе статистической независимости подсчетных параметров очень мала вероятность появления одновременно всех минимальных или всех максимальных значений. Для обеспечения более полного сканирования пространства входных параметров можно ввести некоторую регулярность в процедуру выбора значений. В послойной выборке пространство входных параметров разделяется на интервалы – страты, и выборка значений проводится отдельно из каждой страты. Широко известной версией послойной выборки является так называемая выборка латинского гиперкуба. Данный метод позволяет путем комбинаторного перебора получить множество из многомерных векторов, распределение которых по построению может обладать

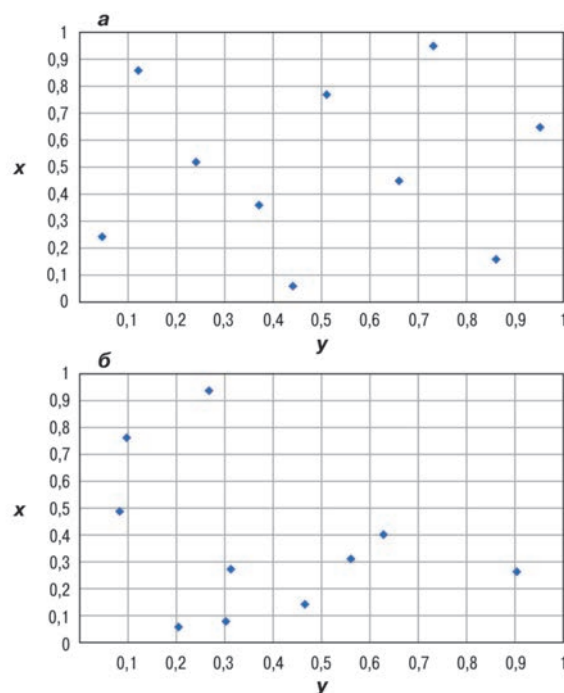


Рис. 1. Сравнение квазислучайной выборки латинского гиперкуба (а) и псевдослучайной выборки Монте-Карло (б)

дополнительными полезными свойствами по сравнению с полностью случайными векторами. В применении к оценке вероятностей таким важным свойством может быть равномерное сканирование вероятностного пространства входных параметров и использование каждого из допустимых значений аргументов хотя бы один раз в выборке.

Недостатком выборки латинского гиперкуба является то, что выходная выборка перестает быть псевдослучайной (рис. 1). Поэтому может быть затруднено корректное применение статистических методов для обработки и оценки точности полученных результатов.

Обработка результатов для выборки латинского гиперкуба ведется так же, как и усреднение для метода Монте-Карло. Дополнительно появляется некоторая сложность организации процесса вычислений при наличии нескольких входных параметров.

Для примера проводилась серия экспериментов по оценке начальных запасов нефти с использованием метода Монте-Карло и выборки латинского гиперкуба для одного из реальных месторождений. Известно, что модифицированные алгоритмы Монте-Карло, использующие квазислучайные последовательности точек вместо псевдослучайных чисел, сходятся к искомому результату по крайней мере не

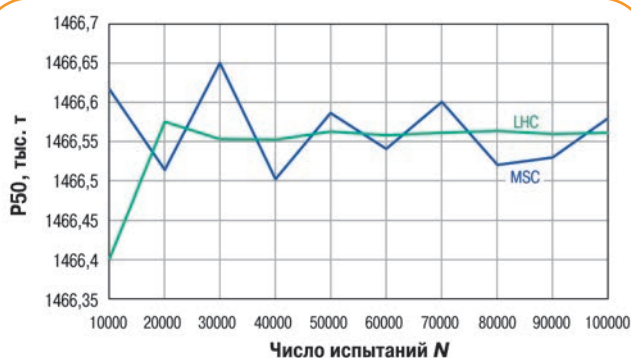


Рис. 2. Стабилизация значения запасов P50 для метода Монте-Карло (MCS) и выборки латинского гиперкуба (LHS)

медленнее, а обычно быстрее, чем соответствующие алгоритмы Монте-Карло.

Расчеты выполнялись для различного числа испытаний по обоим методам, чтобы оценить минимальное число испытаний, необходимых для получения точечных значений запасов P50. Результаты показывают, что выборка из латинских гиперкубов является более эффективной, чем метод Монте-Карло (рис. 2). Следовательно, первый метод требует примерно на порядок меньшего числа испытаний для получения стабилизированных результатов.

В тех случаях, когда это возможно, численные операции над плотностями вероятности случайных величин позволяют существенно увеличить точность оценки вероятностного распределения результирующей величины при сравнительно ограниченном объеме вычислений. Наряду с указанным можно также рассматривать исходные случайные величины, плотность распределения которых представляет собой эмпирическую гистограмму. В таких ситуациях используют пошаговую конденсацию распределений путем объединения некоторых значений случайных переменных [5]. Конденсация выполняется не по итоговому набору значений результирующей величины, который часто невозможно получить в приемлемые сроки, а по промежуточным наборам операции перемножения подсчетных параметров. Как показано в работе [5], такой подход позволяет существенно повысить качество принимаемых решений при вероятностной оценке запасов углеводородов и сократить объем вычислений.

При сравнительно одинаковом числе испытаний численный метод конденсации вероятностных распределений требует меньше вычислительных операций, так как не нужно моделировать все исходные вероятностные распределения для каждого испыта-

Категория запасов	Объем запасов, т, рассчитанный по методу		Относительная ошибка, %
	Монте-Карло	конденсации вероятностных распределений	
P90	317992	317430	0,177
P50	328063	327924	0,042
P10	338369	338243	0,037

ния с помощью программных датчиков псевдослучайных чисел. При использовании процедуры конденсации промежуточных вероятностных распределений эффективность данного метода еще больше повышается.

Для сравнения в таблице приведены результаты расчета и относительные ошибки для значений запасов P10, P50 и P90 при числе испытаний 10 000 000 по методу Монте-Карло.

Приведенные примеры свидетельствуют о том, что такой эмпирический подход позволяет получить более точные вероятностные интервальные оценки для любого наблюдаемого распределения без его аналитической аппроксимации и связанных с ней погрешностями.

Методы интервального анализа и теории нечетких множеств

Наиболее распространен подход, при котором для каждого входного параметра, например, при экспертном подсчете запасов углеводородов на основе имеющейся априорной информации и опыта определяют минимальное, наиболее вероятное и максимально возможное значения параметров и задают тип и характеристики распределения вероятностей. При отсутствии сведений, позволяющих оценить шансы получения того или иного значения параметра из заданного диапазона величин, выбирают равномерное распределение. Для числовых исходных данных их интервальное задание отвечает ситуации с наибольшей неопределенностью. При этом диапазоны допустимых изменений значений результирующих показателей моделей оказываются, как правило, чрезмерно широкими. Границы соответствуют худшим и лучшим (допустимым по имеющейся информации) вариантам прогноза результатов.

Методы интервального анализа и, в частности, операции интервальной арифметики дают возможность оценить выходную величину модели для случая, когда для каждого из коэффициентов задан только интервал допустимых значений. Интервальный анализ получил широкое распространение в качестве основы для достоверных и надежных компьютерных

вычислений с гарантированной точностью, а также для оценки параметров сложных систем.

Применение интервального анализа и различных минимаксных (гарантированных) подходов обладает целым рядом преимуществ:

- не требуется знание вероятностных характеристик неопределенных факторов, которые редко точно известны на практике;

- получения строгих оценок самих искомых величин, а не вероятностей или математических ожиданий, что имеет большое значение при наличии малого числа замеров параметров и одной или нескольких реализаций;

- во всех случаях даются гарантированные двусторонние аппроксимации искомых решений.

Однако на практике в связи с наличием информации о том, что какие-то значения коэффициентов более допустимы, чем другие, описание этих коэффициентов в виде нечетких множеств является более подходящим. В данном случае на интервале дополнительно задается функция принадлежности, причем, если информация о различии допустимости имеет статистический характер, то эта функция может быть определена объективно, если нет — субъективно на основе приближенного отражения экспертом в агрегированном виде имеющегося у него неформализованного представления о величине этого коэффициента. Естественно, что введение нечетких параметров усложняет процесс моделирования, однако решение становится адекватным принятым упрощениям.

Результующую функцию принадлежности для запасов нефти получаем из уравнения объемного метода с учетом определения алгебраических операций над нечеткими величинами [1]

$$\mu_o(Q_n) = \max_U [\mu(F) \wedge \mu(h_{n,эф}) \wedge \mu(k_{n,о}) \wedge \mu(k_n)];$$

$$U = \{(F, h_{n,эф}, k_{n,о}, k_n) | F \cdot h_{n,эф} \cdot k_{n,о} \cdot k_n \cdot \theta \cdot \rho = Q_n\}. \quad (4)$$

Вычислить $\mu_o(Q_n)$ по формуле (4) аналитическими методами затруднительно, поэтому для решения ряда практических задач применяются численные и матричные методы. Тогда результирующая функция принадлежности рассчитывается последовательно по r -уровневым сечениям исходных функций принадлежности [1].

Данный метод может использоваться в случае недостатка информации, когда невозможно примене-

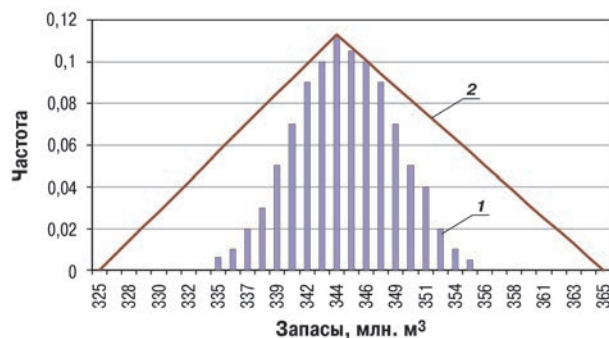


Рис. 3. Сравнение оценок запасов газа:
1 – гистограмма частот по методу Монте-Карло; 2 – результирующая функция принадлежности треугольного типа

ние вероятностных методик. Степень неопределенности подсчетных параметров, представленная в виде функций принадлежности, может быть задана в экспоненциальном или треугольном виде.

На рис. 3 приведен пример оценки запасов газа с использованием треугольных функций принадлежности и статистического метода Монте-Карло. Сравнение результатов показывает, что метод Монте-Карло сужает области неопределенности оценки запасов.

При гипотезе статистической независимости подсчетных параметров очень мала вероятность появления одновременно всех минимальных или максимальных значений. Таким образом, носитель функции принадлежности по оценке запасов показывает наиболее широкий интервал неопределенности, соответствующий полной корреляции подсчетных параметров.

С другой стороны, нечеткие множества предоставляют эксперту большую гибкость при оценке численных показателей, позволяют сузить интервал неопределенности при использовании нескольких моделей, провести «обратную» корректировку распределений для исходных параметров [1].

Анализ неопределенностей при отсутствии аналитической модели и методы построения функций принадлежности путем имитационного моделирования

При отсутствии у исследователя аналитической модели объекта или известной функциональной зависимости и наличии только алгоритма или программы в виде «черного ящика» арсенал методов и приемов анализа неопределенностей сокращается, но все же остается довольно широким.

При вероятностной трактовке неопределенностей входных параметров можно также использовать метод Монте-Карло, его модификации для многомерного случая в виде стратифицированных выборок, в том числе латинский гиперкуб, предложенные авторами численные операции плотностями вероятности случайных величин [5], а также анализ чувствительности входных параметров с применением диаграмм Торнадо. Также стоит упомянуть метод RSM (Response Surface Method) – построение поверхности отклика, который позволяет получить наглядное представление взаимосвязи между входными и выходными данными модели через построение так называемой «поверхности отклика» и анализ неопределенности входных параметров. При реализации метода необходимо большое число расчетных данных для построения такой поверхности. В связи со сложностью построения поверхности отклика данный метод используется в основном для ограниченного числа входных параметров.

Другой метод для анализа неопределенности основан на регрессионном анализе и построении линейной (иногда параболической) аппроксимирующей модели вблизи исследуемой точки и применяется для анализа неопределенности входных параметров и чувствительности модели, идентификации параметров нелинейных систем [4], а также может использоваться при поиске оптимальных решений. На основе данного подхода реализован, например, программный продукт Enable фирмы Roxar. Так, в работе [3] проанализированы возможности настройки с помощью программного комплекса Enable большого числа параметров в гидродинамических моделях.

При интерпретации неопределенности входных параметров в виде нечетких множеств также могут использоваться два подхода к построению результирующей функции принадлежности: прямой метод определения значения функции принадлежности при заданном (расчетном) значении выходной величины или интервала значений для дискретной диаграммы и обратный метод, использующий интервалы для r -уровневых множеств.

При реализации прямого метода нахождения результирующей функции принадлежности при наличии алгоритма вычислений или программы расчета выходной величины необходимо найти максимум в матрице значений функции принадлежности для элементов с одинаковыми носителями. Для произвольных программы вычислений и дискретизации входных данных структура мат-

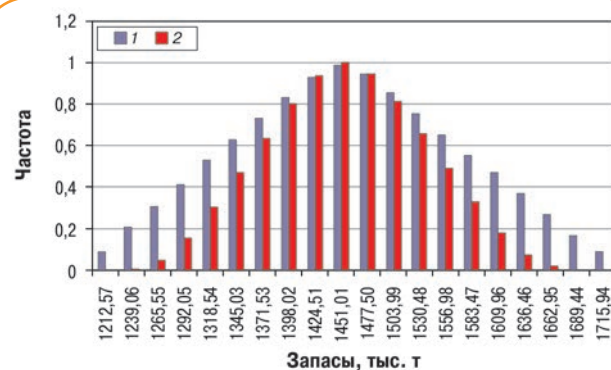


Рис. 4. Нечеткая оценка запасов нефти с использованием прямого численного метода (1) и нормализованная гистограмма по методу Монте-Карло (2)

риц нарушается, возникает многомодальность, и для получения результирующей функции требуется другой подход. Авторами предлагается использовать подход, аналогичный численным операциям над плотностями вероятности случайных величин с использованием метода конденсации вероятностных распределений [5], только с использованием вместо операции суммирования вероятностей, попадающих в дискретные интервалы диаграммы, операции нахождения максимума функций принадлежности для всех значений носителей, попадающих в указанный дискретный интервал диаграммы.

Данный подход был реализован для нечеткой оценки запасов углеводородов. Были проведены экспериментальные расчеты для некоторых реальных нефтяных залежей. Один из вариантов расчета прямым численным методом приведен на рис. 4. Для сравнения на рис. 4 приведено нормализованное распределение по методу Монте-Карло, подтверждающее выводы многих исследователей о заниженной оценке интервалов возможных значений результирующей величины, получаемой по данному методу.

Для обратного численного метода авторами предлагается следующий подход. Задается равномерное разбиение отрезка $[0, 1]$ с получением интервалов для r -уровневых множеств входных параметров. Далее задается случайное равномерное распределение для полученных интервалов входных параметров с использованием метода Монте-Карло и имеющейся программы, моделирующей объект. В результате получают значения выходной переменной, но в отличие от метода Монте-Карло не строится гистограмма накопленных ча-

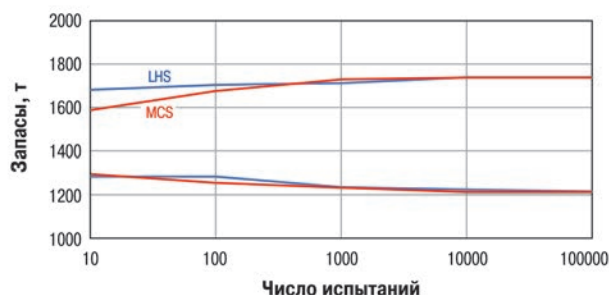


Рис. 5. Оценка носителя (максимально возможного интервала) нечеткой величины запасов углеводородов по методу Монте-Карло (MCS) и с использованием латинского гиперкуба (LHS)

стот, а в каждом испытании определяются и сохраняются минимальное и максимальное значения выходной переменной y . Таким образом, при сравнительно небольшом числе испытаний можно определить r -уровневые множества выходной переменной. На рис. 5 приведены результаты определения носителя (максимально возможного интервала) нечеткой величины запасов углеводородов по методу Монте-Карло и с использованием латинского гиперкуба. По результатам численных экспериментов можно сделать вывод, что оценки интервалов для r -уровневых множеств сходятся несколько быстрее с использованием латинского гиперкуба. Поэтому, если проведение расчетов по программе, моделирующей объект, затратно или трудоемко, то лучше использовать последний прием.

Заключение

Предложенный авторами подход позволяет провести анализ неопределенностей по модели объекта, реализованной в виде программы. Причем неопределенность входных значений может иметь не только вероятностную, но и нечеткую интерпретацию.

Список литературы

1. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Расчеты в условиях риска и неопределенности в нефтегазовых технологиях. – Тюмень: Изд-о Тюменского государственного университета, 2005. – 220 с.
2. Алтунин А.Е., Семухин М.В. Сравнительный анализ использования вероятностных и нечетких методов оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов и ресурсов углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 44-49.
3. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Костин Г.А. Анализ возможностей программного комплекса Enable для расчетов больших моделей с использованием многоуровневой структуры настраиваемых коэффициентов пористости // Нефтяное хозяйство. – 2009. – №11. – С. 130-133.
4. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышникова О.А. Оценка гидравлических коэффициентов трубопроводной сети с использованием подходов экспериментального дизайна // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 2. – С. 48-50.
5. Алтунин А.Е., Семухин М.В., Ядрышникова О.А. Использование альтернативных и модифицированных вероятностных методов для оценки неопределенностей и рисков при подсчете запасов углеводородов // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2013. – №3. – С. 42-47.
6. Колесников Е.Ю. Способы количественной оценки неопределенности параметров техногенного риска // Безопасность Труда в Промышленности. – 2013. – № 1. – С. 56-67.

References

1. Altunin A.E., Semukhin M.V., *Raschety v usloviyakh riska i neopredelennosti v neftegazovykh tekhnologiyakh* (Calculations under risk and uncertainty in oil and gas technologies) Tyumen': Publ. of TSU, 2005, 220 p.
2. Altunin A.E., Semukhin M.V., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2011, no. 9, pp. 44-49.
3. Altunin A.E., Semukhin M.V., Kostin G.A., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2009, no. 11, pp. 130-133.
4. Altunin A.E., Semukhin M.V., Yadryshnikova O.A., *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 2010, no. 2, pp. 48-50.
5. Altunin A.E., Semukhin M.V., Yadryshnikova O.A., *Nauchno-tekhnicheskiy vestnik OAO «NK «Rosneft'»*, 2013, no. 3, pp. 42-47.
6. Kolesnikov E.Yu., *Bezopasnost' Truda v Promyshlennosti*, 2013, no. 1, pp. 56-67.

Математическая модель количества нефтепродукта в резервуарном парке*

Ю.С. Труфанов (ОАО «Новокуйбышевский
нефтеперерабатывающий завод», СамГТУ)

Ключевые слова: резервуар, товарно-сырьевой парк, градуировка, методика измерения количества нефтепродукта, производственный учет, виртуальный расходомер.

Key words: tank, tank farms, grading, technique for measuring the amount of petroleum products, production accounting, virtual flowmeter.

Адрес для связи: trufanov@list.ru

Введение

На большинстве российских нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) при производстве основных нефтепродуктов используются товарно-сырьевые резервуарные парки (ТСП), предназначенные для оперативного хранения нефтепродуктов с целью поддержания непрерывности технологического процесса.

Обеспечение достоверности материального баланса НПЗ [1] необходимо для точного оперативного и ресурсного планирования производства, следовательно, и для выработки максимального количества целевой продукции. ТСП является важной составляющей балансовой схемы предприятия, так как позволяет контролировать как выработку установок первичной переработки нефти, так и объемы сырья вторичной переработки. Таким образом, оперативное и точное определение количества нефтепродукта в каждом резервуаре является ключевой операцией для использования ТСП в балансовой схеме предприятия.

В статье приведен комплекс программно-логических решений для определения количества нефтепродукта в резервуаре на основании данных первичного производственного учета по аттестованной методике, исключающий влияние субъективного фактора при расчете и передаче информации.

Математическая модель.

Решение задачи в статике

Масса нефтепродукта в каждом резервуаре ТСП m_r зависит от объема V_r , плотности ρ , температуры T_r [2 – 4] и представляет собой функцию

$$m_r = F(V_r(T_r), \rho_r), \quad (1)$$

где $r = 1 \dots, n$; n – число резервуаров в ТСП.

В рекомендации государственной системы обеспечения единства измерений [5] предлагается следующая методика косвенной оценки массы нефтепродукта:

$$m = V \cdot \rho = V_n \cdot [1 + (2\alpha_{ct} + \alpha_s) \cdot (t_v - 20)] \cdot \rho, \quad (2)$$

где V , ρ – соответственно объем (м^3) и плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$) нефтепродукта при температуре его измерения в резервуаре; $V_n = V_o - V_b$ – объем нефтепродукта в резервуаре; V_o – общий объем нефтепродукта и подтоварной воды в резервуаре, определяемый по градуировочной таблице резервуара [6], м^3 ; V_b – объем подтоварной воды, определяемый по градуировочной таблице резервуара, м^3 ; α_{ct} , α_s – температурный коэффициент линейного расширения соответственно стенки резервуара и рулетки (для нержавеющей стали и алюминия равен соответственно $12,5 \cdot 10^{-6}$ и $12,5 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$); t_v – температура измерения объема, $^\circ\text{C}$.

Система уравнений, описывающая количество нефтепродукта в резервуарном парке в целом выглядит следующим образом:

$$\begin{cases} m_1 = F(V_1(T_1), \rho_1); \\ m_2 = F(V_2(T_2), \rho_2); \\ \dots \\ m_n = F(V_n(T_n), \rho_n). \end{cases} \quad (3)$$

Общую массу нефтепродукта в резервуарном парке можно представить в виде

$$M = \sum_{r=1}^n m_r. \quad (4)$$

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного Ю.С. Труфановым на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (I место).

Данное решение статической задачи применимо для учетных процедур, таких как снятие натуральных остатков.

Виртуальный расходомер.

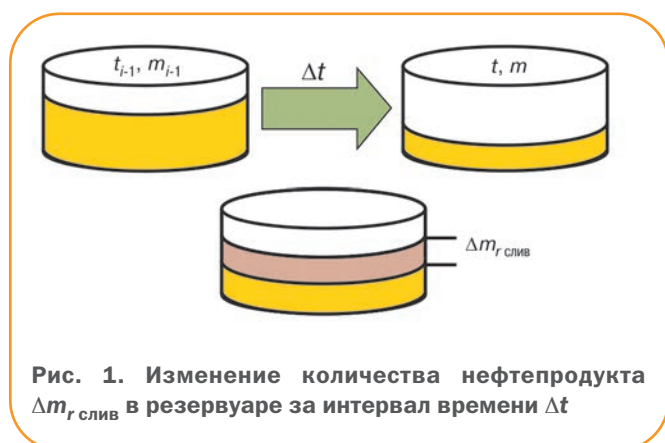
Решение задачи в динамике

Статическая задача определения количества нефтепродукта в резервуаре дает важные, но ограниченные результаты. Значительно больший эффект достигается при динамическом подходе к определению количества нефтепродукта в резервуаре, при котором за счет частых расчетов массы в резервуаре (например, в темпе поступления данных в SCADA) можно рассматривать изменение массы в резервуаре как расход нефтепродукта в трубопроводе, связанном с резервуаром

$$\Delta m_r(t) = F(t_i, V_r(T_r), \rho_r) - F(t_{i-1}, V_r(T_r), \rho_r), \quad (5)$$

где знак изменения массы $\Delta m_r(t)$ показывает вид операции: «-» слив, «+» налив.

Графически изменение количества нефтепродукта в резервуаре за единицу времени представлено на рис. 1.



Если разделить резервуары ТСП на группы по принципу их участия в определенной производственной схеме, то можно определить расход в «результатирующем» трубопроводе.

В работе [7] отмечается: «Чтобы при перекачках сохранить качество, необходимо исключить возможности смешения различных сортов нефтепродуктов. Полной гарантией при этом может быть только специализация трубопроводов в соответствии с установленным ассортиментом нефтепродуктов». Для ТСП это означает, что конкретные резервуары постоянно используются для одних и тех же нефтепродуктов, соответственно и трубопроводы для резервуаров остаются неизменными.

Изменение технологической схемы – ситуация достаточно редкая, но возможная. В связи с этим в

программном решении, обеспечивающем работоспособность предлагаемого подхода, целесообразно реализовать механизм формирования групп резервуаров и привязки трубопроводов.

Контроль первичных данных и оценка погрешности вычислений

Для реализации подобных решений целесообразно использовать набор проверок входных данных. Проверки должны в значительной степени исключать вероятность грубых ошибок, использования некорректных данных и расчетов, для которых не выполнены требования методик. Погрешность вычислений для статического и динамического моделирования предлагается оценивать следующим образом.

Для определения количества нефтепродукта в статике, когда требуется безусловное соблюдение методики измерений в вертикальных резервуарах [5], погрешность рассчитывается по предписанной методике. Если требования методики измерений не были соблюдены, то в программном решении, кроме значения контролируемого параметра и погрешности, должно отображаться событие, возникшее при расчете (например, не проведен 2-ч отстой резервуара, или закончился срок действия градуировочной таблицы).

При определении погрешности вычислений количества нефтепродуктов в динамике невозможно использовать подходы в соответствии с требованиями существующей методики измерений, так как изменение массы нефтепродукта определяется при наливе или сливе и 2-ч отстой резервуара не может быть обеспечен.

Пример реализации методики

Данная схема была реализована на Новокуйбышевском нефтеперерабатывающем заводе (рис. 2).

Для решения статической и динамической задач взаимодействие подсистем было организовано следующим образом. Первичные производственные данные попадают в SCADA и систему ЛИМС. В АСОДУ предусмотрены процедура контроля и модуль расчета (реализован посредством DLL-библиотеки, которая поставляется совместно с соответствующей методикой измерений [5]), после прохождения которых новые производственные данные (результаты расчета) возвращаются в SCADA для визуализации и дальнейшего использования при управлении производством.

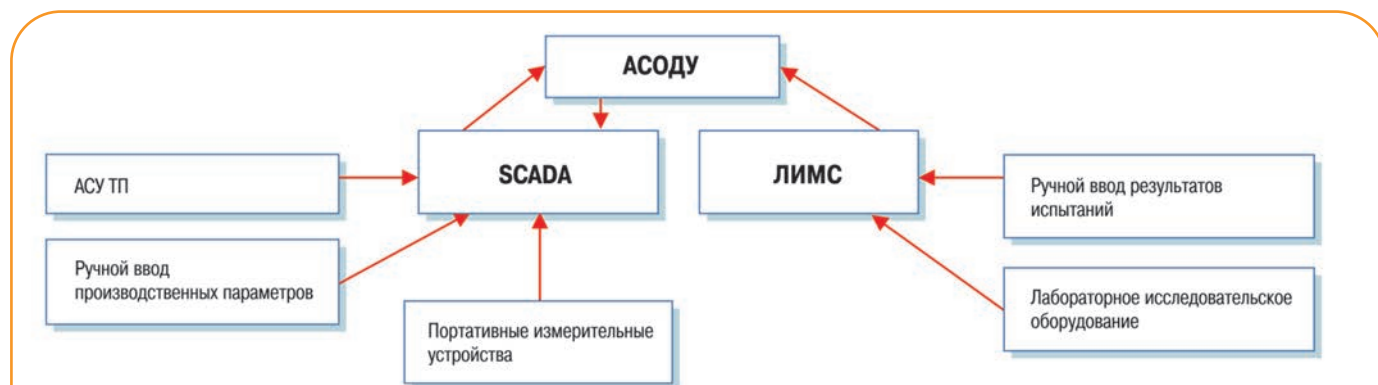


Рис. 2. Структурная схема интеграции информационных систем:

АСОДУ – автоматизированная система оперативного диспетчерского управления; ЛИМС – лабораторная информационная менеджмент система

Выводы

1. Оперативное и точное определение количества нефтепродукта в каждом резервуаре является ключевой операцией для использования ТСП в балансовой схеме предприятия.

2. Реализованный подход позволил повысить оперативность и достоверность производственного учета, обеспечить прозрачность процедуры сбора, расчета и передачи данных производственного учета, а их результаты сделать воспроизводимыми.

Список литературы

1. Копысицкий Т.И., Рзаев Ю.Р. Сведение и оценка точности материального баланса на технологических установках НПЗ // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2012. – № 11. – С. 3.
2. ГОСТ 2517-85. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб.
3. ГОСТ Р 51069-97. Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности, относительной плотности и плотности в градусах API ареометром.
4. ГОСТ 3900-85. Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности.
5. Рекомендация. Государственная система обеспечения единства измерений. Масса и объем нефтепродуктов. Методика измерений в вертикальных резервуарах. МИ 3252-2009.
6. ГОСТ 8.570. Резервуары стальные вертикальные цилиндрические. Методика поверки.
7. Закожурников Ю.А. Хранение нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для СПО. – Волгоград: Издательский Дом «Ин-Фолио», 2010. – 432 с.

References

1. Kopyitskiy T.I., Rzaev Yu.R., *Solidification and evaluation of the accuracy of the material balance on the refinery process units* (In Russ.), *Neftpererabotka i neftekhimiya*, 2012, no. 11, pp. 3 – 6.
2. GOST 2517-85. *Neft' i nefteprodukty. Metody otbora prob* (Crude oil and petroleum products. Methods of sampling).
3. GOST R 51069-97. *Neft' i nefteprodukty. Metod opredeleniya plotnosti, odnositel'noy plotnosti i plotnosti v gradusakh API areometrom* (Crude petroleum and petroleum products. determination of density, relative density and API gravity. Hydrometer method).
4. GOST 3900-85. *Neft' i nefteprodukty. Metody opredeleniya plotnosti* (Petroleum and petroleum products. Methods for determination of density).
5. MI 3252-2009. *Gosudarstvennaya sistema obespecheniya edinstva izmereniy. Massa i ob'em nefteproduktov. Metodika izmereniy v vertikal'nykh rezervuarakh* (State system for ensuring the uniformity of measurements. Mass and volume of petroleum products. Measurement technique for vertical tanks).
6. GOST 8.570. *Rezervuary stal'nye vertikal'nye tsilindricheskie. Metodika poverki* (State system for ensuring the uniformity of measurements. Steel vertical cylindric tanks. Calibration methods).
7. Zakozhurnikov Yu.A., *Khranenie nefti, nefteproduktov i gaza: uchebnoe posobie dlya SPO* (Storage of oil, oil products and gas: a manual for secondary vocational education), Volgograd: In-Folio Publ., 2010, 432 p.

Метод адаптации функциональных возможностей средств мониторинга технического состояния и безопасности объектов нефтегазового комплекса

Е.Т. Дюндиков, к.т.н. А.В. Чепелев, А.Н. Белов
(НПП «Кедр-М»)

Ключевые слова: динамическая интеграция разнородных данных, адаптация функциональных возможностей, оценка состояния объекта для формирования решений, матрица фактического состояния объекта мониторинга.

Key words: dynamic integration of dissimilar data, adaptation of functional capabilities, estimation of the state for the formation of solutions, matrix of the actual state of the object monitoring.

Адрес для связи: npp-kedr@yandex.ru

Введение

В нефтегазовом комплексе нередко возникают случаи, при которых предотвращение возникновения или вывод из нештатной ситуации (НШС), перевод в безопасное состояние наблюдаемой динамической системы требуют оперативного и своевременного принятия решений, формируемых на основе результатов комплексного анализа поведения, корреляционных свойств совокупности критически важных контролируемых параметров и оценки возможных последствий аномального функционирования объекта. С целью определения возможности, моментов времени и форм проявления последствий НШС, а также для оперативного и своевременного формирования перечня, порядка исполнения и содержания управляющих воздействий, обеспечивающих исключение или минимизацию предполагаемого ущерба, необходимо иметь дополнительные актуальные сведения (знания) об изменениях среды функционирования и состояния контролируемых динамических объектов (КДО) и/или систем (КДС).

Несмотря на значительные успехи, достигнутые в теории сжатия, формализации и представления результатов обработки больших массивов информации [1-5], эффективно в реальном времени решить задачу одновременного адаптивного управления состоянием систем комплексного мониторинга (СКМ) и наблюдаемых объектов с варьируемой

$J = \text{var}$ программно-аппаратной конфигурацией (ПАК) пока не удастся. В практике эксплуатации некоторых типов КДО продолжительность комплексного анализа отклонений параметров от норм, проводимого для определения причин аномального функционирования, принятия и реализации решений по восстановлению работоспособности или выводу наблюдаемых объектов из нештатной ситуации в большинстве случаев существенно превышает длительность неконтролируемых процессов, определяющих тенденции и временной интервал развития аварийных ситуаций.

Невозможность своевременной оценки состояния и формирования на ее основе управляющего воздействия на подсистемы КДО напрямую связана с недостаточной эффективностью используемого методического обеспечения информационного взаимодействия элементов в системе КДО ↔ СКМ ↔ Ситуационный центр (СЦ) в процессе принятия решений. Кроме того, продолжительность сбора, дифференциального или комплексного ретроспективного анализа измерительной информации и результатов обработки разнородных данных, осуществляемой после чрезвычайных ситуаций с целью идентификации процессов аномального функционирования и определения их источников, также не позволяет своевременно воздействовать на средства измерительного комплекса и контролируемые объекты в

процессе их функционирования. В связи с этим необходимо повышение уровней автоматизации с целью обеспечения интеллектуальной автономности как внешних по отношению к КДО, так и его собственных программно-аппаратных средств для оценки состояния.

Одной из основных задач средств мониторинга любого вида и назначения является своевременное обеспечение органов управления состоянием динамических систем достоверной информацией, позволяющей оценить параметры состояния, выявить причины, тенденции, определить вероятностно-временные характеристики наблюдаемых изменений. Кроме того, к некоторым типам перспективных СКМ предъявляются требования по формированию и оперативному представлению перечня возможных организационно-технических мероприятий, направленных на минимизацию ущерба из-за возникающих нештатных ситуаций до перехода КДО в терминальное состояние, угрожающее окружающей среде (ОС).

В процессе разработки и использования подобных систем предупреждения (предотвращения) НШС основной проблемой является отсутствие или неэффективность используемых способов и средств для преодоления ведомственных, организационных и методических различий при получении, преобразовании и представлении совокупности сведений (знаний) о наблюдаемом объекте. Также причиной невысокой эффективности функционирования существующих систем мониторинга может быть ограниченный набор или отсутствие функциональных возможностей, обеспечивающих оперативную настройку элементов аппаратной части, осуществляющих необходимую межсистемную или внутреннюю коммутацию либо обработку информационных потоков для решения новых задач оценки или уточнения состояния работающего объекта, например, в период формирования НШС. Не менее важная проблема – отсутствие методического обеспечения унифицированного формирования и отображения формы для компактного представления результатов мониторинга КДО, состояние которых определяется по совокупности параметров, имеющей большую размерность (число измерений и параметров). При этом указанная форма должна обеспечивать единую и оперативную интерпретацию результатов для всех потребителей информации. Кроме того, требует решения проблема обеспечения дистанционной целевой адаптации свойств и функциональных воз-

можностей мобильной и стационарной частей аппаратно-программного комплекса СКМ.

Таким образом, вследствие синергетического действия совокупности факторов в СКМ существуют противоречия между требованиями заказчиков к обеспечению заданных значений достоверности, своевременности, оперативности и полноте оценки состояния наблюдаемых динамических систем и функциональными возможностями средств мониторинга.

Направления модернизации программно-аппаратной конфигурации и информационно-методического обеспечения функционирования средств мониторинга

В настоящее время существует несколько способов реализации комплексного мониторинга динамических систем и многопараметрических объектов [4–6]. Общими недостатками этих способов являются: 1) невозможность одновременного оперативного представления результатов выполненных видов мониторинга для комплексной оценки состояния объекта и единой интерпретации данных в процессе функционирования объекта; 2) отсутствие у систем мониторинга программных и аппаратных средств для осуществления в реальном времени процедур оперативной адаптации функциональных возможностей при запланированном или случайном изменении программно-аппаратной конфигурации наблюдаемых КДО, объема и содержания информации, поступающей от них для оценки состояния и формирования решений; 3) недостаточный уровень защиты от несанкционированного доступа (НСД) к циркулирующей информации; 4) большие временные затраты на обновление исходных данных и измерительной информации, их доставку и обработку для оценки состояния КДО, что делает результаты прогнозирования изменений их состояния неактуальными, а принятые решения неэффективными (запоздалыми). Предполагается, что перспективные образцы СКМ, планируемые для использования в составе технической базы ТЭК РФ в зависимости от ситуаций и требований экспертов должны функционировать в режиме, при котором на фоне решения запланированных задач мониторинга обеспечивается оперативное получение новых данных для уточнения состояния и формирования знаний о свойствах источников изменений, происходящих в контролируемых подсистемах наблюдаемых объектов.

Состав исходных данных и содержание метода

Получение в реальном времени достаточной совокупности достоверных данных для оперативного выявления причин аномального функционирования и определения его последствий на основе идентификации и прогнозирования процессов, происходящих при формировании НШС из-за деградиционных изменений свойств элементов и, следовательно, значений параметров, по которым оценивается состояние КДО ТЭК при существующем методическом (МО), специальном программном (СПО) и аппаратном обеспечении функционирования средств мониторинга затруднено и в большинстве случаев требует больших затрат ресурсов для создания высокоэффективных систем. В настоящее время максимальное повышение квалиметрических характеристик перечисленных видов обеспечения функционирования СКМ требует реализации комплекса следующих организационно-технических мероприятий:

- разработка процедур СПО оперативного вмешательства без последствий в процессы телеконтроля (ТК) и управления состоянием наблюдаемых объектов при их функционировании;
- изменение логики процесса и модернизация подсистем обеспечения информационного взаимодействия между контролируемым объектом и средствами СКМ, между СКМ различного назначения и организационной принадлежности, привлекаемыми для обеспечения комплексной оценки состояния КДО;
- разработка и использование новых методов, форм для оперативного представления знаний о бифуркационных состояниях, способах их распознавания и фиксации, тенденциях и динамичности интегральных характеристик КДО.

Для выполнения перечисленных мероприятий при разработке новых или модернизации эксплуатируемых образцов СКМ их аппаратно-программные комплексы (АПК) должны обладать адаптивными свойствами, необходимыми для дистанционной организации приоритетных, целевых прерываний и настроек процессов обработки или коммутации информационных потоков на фоне решения плановых задач, прежде всего в подсистемах телеконтроля состояния объектов. Реализация в реальном времени дистанционного управления процессами целевой коммутации, обработки информационных потоков и прагматической упаковки данных телеконтроля может быть обеспечена на основе использования в базе знаний СКМ управляющих процедур, включае-

мых в состав унифицированной для всех средств мониторинга информационно-методической платформы (ИМП).

Предлагаемый способ изменения содержания ИМП не только обеспечивает оперативное семантическое сопряжение средств при уменьшении передаваемых между элементами СКМ массивов данных, оценку соответствия и прогноз изменения состояния наблюдаемого объекта i -го типа (комплектации), но и логически на основе анализа результатов оценки позволяет формировать рекомендации и команды, необходимые для организации оперативного управления подсистемами КДО, действиями сил и средств реагирования, направленными на минимизацию или предотвращение возможного ущерба. При этом в зависимости от ситуации в ИМП может активироваться или для решения новых задач включаться комплекс унифицированных методик, реализованных в виде правил преобразования разнородной информации в распределенной базе знаний СКМ $Z \supset (Z_i^{\eta}, \{Z_i^u\})$, $\eta = 1, \dots, \eta^*$, $u = 1, \dots, u^*$, состоящей из $\{Z_i^{\eta}\}$ -локальных баз знаний (ЛБЗ) средств осуществления мониторинга S^{η} и $\{Z_i^u\}$ локальных баз знаний средств управления S^u , сформированных для координации действий элементов СКМ, сил и средств реагирования.

Наличие у средств мониторинга АПК свойств, которые могут обеспечить необходимые, целевые вариации в ЛБЗ состава правил или процедур преобразования разнородных данных, открывает возможности синхронного выполнения и ситуационного перепрограммирования в масштабе времени, близком к реальному, процессов функционирования и реагирования элементов системы СКМ ↔ КДО; состава, содержания и порядка реализации управляющих состоянием АПК процедур. Данные процедуры построены на основе опыта испытаний, знаний и интуиции экспертов, результатов анализа корреляционных связей, приемов селекции и интеграции данных о КДО, средствах мониторинга, состоянии окружающей среды и позволяют логически сформировать условия и последовательность оперативного и своевременного подключения необходимых интеллектуальных и аппаратных ресурсов СКМ для адаптации свойств требуемой части средств программно-аппаратной конфигурации средств мониторинга и, что особенно важно, их систем измерений как источника данных о фактическом состоянии объекта.

В свою очередь, методические приемы и технические решения, предлагаемые для осуществления

дистанционной, адресной адаптации, могут реализовываться при наличии каналов передачи данных и с помощью выполнения упорядоченной последовательности правил, включающих логические, вычислительные и коммутационные процедуры $((P_i \supset \{P_i^n\}) \subset Z_i) \subset Z$, использование которых обеспечивает:

1) сокращение времени усвоения и интерпретации экспертами полученных, представляемых (отображаемых), а также отправляемых данных и сообщений после их формализации;

2) оперативную переориентацию (настройку) функциональных возможностей части аппаратных средств (блоков, модулей) подсистемы управления, подсистем интеллектуальной обработки и измерений на получение необходимого массива данных, требующих, по мнению экспертов, углубления и/или локализации контроля состояния подсистем КДО;

3) целевое изменение состава имеющейся совокупности процедур $\{(P_i^n = \{p_l\}_i^n) \subset Z_i^n\} \subset Z_i$ для решения задач мониторинга в темпе функционирования средств S^n путем активизации ранее введенных или дополнения $\{p_l\}_i^n, l = 1, \dots, l^*$ по унифицированным для всех СМ СКМ правилам $((\{u_d\}) \subset U) \subset Z$ процедурами $\{p_{l^*+\xi}\}_i^n$, необходимыми для решения новых задач интеллектуальной обработки данных о состоянии наблюдаемого объекта $((\{p_{l^*+\xi}\}_i^n \xrightarrow{U} \{p_l\}) \subset Z), l = 1, \dots, l^*, \dots, l^* + \xi^*$;

4) одновременную адаптацию функциональных возможностей как систем измерений, так и систем интеллектуальной обработки данных для выполнения новых заданий;

5) формирование консультирующих и подсказывающих сообщений о возможных действиях экспертов, органов управления, эксплуатирующих подразделений, использующих информацию от СКМ о состоянии контролируемых динамических объектов.

Очевидно, что наличие перечисленных свойств у средств СКМ различного назначения требует разработки и использования новых, быстрых методов интеграции, анализа разнородных данных, модернизации процессов внутрисистемного и межсистемного информационного обмена, специфической организации измерительного процесса, а также процессов формализации данных, извлечения из них и представления информации о состоянии объектов.

У большинства эксплуатируемых в составе ведомственных систем средств осуществления комплексного мониторинга S^n в их методическом обеспечении для оценки состояния объекта по результатам конкретного вида контроля v приняты правила, в

соответствии с которыми число контролируемых параметров и процедур обработки их значений являются фиксированными: $\forall \eta, v: (\{j\}^v = \text{const})^\eta, (\{p\}^v = \text{const})^\eta$. Такие условия являются существенными ограничениями автономности действий и адаптивности свойств средств мониторинга при случайном или планируемом изменении задач, программно-аппаратной конфигурации, условий функционирования объектов и средств мониторинга. Ограниченные знания о синергетических эффектах и физических явлениях, происходящих в испытываемых объектах, недостаточная интеллектуальная автономность средств мониторинга и большие временные затраты на переориентацию (настройку) их функциональных возможностей для получения в реальном времени дополнительных данных от КДО не позволяют считать существующие СКМ эффективными по критериям максимальной достоверности, полноты и своевременности представления результатов.

Перечисленные характеристики определяют ценность $C_i(t) = C(D_i(t), \delta_i(t), \delta_v(t))$ циркулирующих сообщений в системе предупреждения о возможных рисках и угрозах, а также оказывают значительное влияние на эффективность $E^{\mathfrak{M}} = f(C_i(t), v_p, \tau_i^{\Omega}, \tau_i^{\mathfrak{M}}, t)$ функционирования подсистемы информационного обеспечения процессов принятия решений органами управления. В идеальном случае $C_i = 1$.

Учитывая, что до 95 % информации об объектах искусственного или естественного происхождения человек получает через зрительный канал [2], целесообразно, чтобы модель преобразования разнородных данных была ориентирована на визуальное представление результатов мониторинга состояния динамических систем в интегрально-дифференциальной форме, которая способна одновременно отобразить не только значения каждого параметра и всей их совокупности, но и изменения параметров. В условиях дефицита времени на анализ причин возникновения и прогнозирование развития НШС концептуальной основой при разработке информационно-методической платформы для практической реализации технологий предотвращения НШС является использование принципа обеспечения немедленного (т.е. с минимальными затратами времени) извлечения и представления необходимой информации о фактическом состоянии элементов или динамической системы в целом в условиях формирования конкретной нештатной ситуации. При этом имеется в виду, что соответствие состояния КДС определяется по известному

составу совокупности значений параметров

$$Y_i \supset (\bigcup_v Y_i^v) \setminus (Y_i^v \supset Y_{ij}^v), (j=1, \dots, j^*)_i^v, \text{ определяемых}$$

в соответствии с программой измерений при осуществлении различных видов $v=1, \dots, v^*$ мониторинга. Реализация этого принципа предполагает наличие следующих элементов.

1. Группировка средств мониторинга с необходимыми тактико-техническими характеристиками для оперативного осуществления требуемых видов мониторинга и специфического порядка проведения измерений. Специфичность проведения измерений заключается в необходимости одновременного осуществления как запланированного объема измерений параметров Y_i состояния объекта O_i (i - тип или комплектация), так и интересующих экспертов в интервале времени $(t_0^0 \leq t \leq t_0^k) \subset (t_c^0 \leq t \leq t_c^k)$ совокупности значений $\{Y_{j^*+\xi}\}_i, \xi = 1, 2, \dots, \xi^*$ новых параметров, имеющих семантические отношения, функциональные или корреляционные связи с измеряемыми и вычисляемыми интегральными характеристиками, по значениям которых формируется заключение о наличии или отсутствии свойств у контролируемого объекта, необходимых для выполнения возложенных на него задач.

2. Стратегия преобразования, адаптивная к изменениям условий, состава и содержания задач функционирования КДО $Y_i(t) \xrightarrow{\Omega_i} \mathfrak{R}_i(t) \Big|_{t_c^0 \leq t \leq t_c^k}$ имеющейся информации, т.е. порядка и конечной цели выполнения дополнительного P_i^+ и запланированного P_i множества процедур $P_c \supset \{P_i^+, P_i\}_c$ интеллектуальной обработки полученных измерений в каждом цикле $c = 1, 2, \dots, c^*$ комплексного мониторинга согласно правилу

$$\Omega_i \supset (\omega_j^q = \{\omega_j^1, \omega_j^2, \omega_j^3, \dots\}_i) \Big| \omega_j^q \subset P_c,$$

необходимому для автоматического формирования в зависимости от ситуации управляющих решений $\mathfrak{R}_i(t)$ за минимальное время $\tau^{\mathfrak{R}} = \sum_j (\tau_j^{\mathfrak{R}})$.

С учетом сформулированных предположений относительно функциональных возможностей перспективных образцов СКМ требуется решить многокритериальную задачу обеспечения

$$(E^{\mathfrak{R}})_i \rightarrow \max, \tau^{\mathfrak{R}} \rightarrow \min, C_i(t) \rightarrow \max \quad (1)$$

при ограничениях и условиях

$$(E^{\mathfrak{R}}, C_i) \subset [0, 1]; (t_c^0 \leq t \leq t_c^k), c=1, 2, \dots;$$

$$\tau_i^{\Omega} = f(\sum_j (\tau_j^{\omega})) \Big| \omega = \{\omega_j^q\}; q=(1, 2, 3, 4, 5, \dots);$$

$$(j=1, \dots, j^*+\xi)_i^v, \xi=1, \dots, \xi^*, \xi^*=\text{var};$$

$$C_i(t)=C(D_i(t), \delta_i(t), \delta_Y(t), t); \quad (2)$$

$$Y_i(t) = (\bigcup_v Y_i^v(t)) \setminus (Y_i^v(t) \supset Y_{ij}^v(t)), (\Omega_i \subset P_c);$$

$$\mathfrak{R}_i(t) \supset (\bigcup_j (\mathfrak{R}_{ij}(t)));$$

$$\mathfrak{R}_{ij}(t) \supset \{(T_{ij}), (K_{ij}), (\delta_{ij}) \mid (\hat{y}_{ij} > y_{ij}^B) \vee (\hat{y}_{ij} > y_{ij}^H); (j=1, \dots, j^*+\xi^*)_i^v\},$$

где t_c^0, t_c^k - моменты времени начала и окончания цикла (сеанса) мониторинга; $Y_i(t), \hat{Y}_i(t)$ - совокупность значений контролируемых параметров состояния объекта мониторинга соответственно измеренных и оцененных (фактических); $\delta_i(t)$ - множество показателей соответствия фактических и допустимых значений параметров состояния объекта; τ_i^{Ω} - интервал времени интеллектуальной обработки данных о состоянии объекта исследования в соответствии с заданием; ω_j^1 - правила фильтрации и оценки значений параметров; ω_j^2 - правила формирования значений показателей соответствия (несоответствия); ω_j^3, ω_j^4 - правила формирования соответственно команд K_i и текстов рекомендаций (предложений) управления устройствами или элементами динамической системы при обнаружении несоответствия значения j -го параметра установленным нормам; ω_j^5 - правила формализации и отображения результатов; $R_i(t)$ - формализованные результаты комплексного мониторинга; $\mathfrak{R}_i(t)$ - формализованные решения по выводу динамической системы из нештатной ситуации.

При решении задачи преобразования (1) для осуществления идентификации процессов $\hat{y}_i^+(t) = (a_0, a_1, a_2, \dots, t)_j + (t_c^0 \leq t \leq t_c^k) \vee (t_c^0 \leq t \leq t_j^A)$; $j=j^*+\xi$ ($a_0, a_1, a_2, \dots$ - коэффициенты модели) с целью выявления причин аномального поведения наблюдаемых объектов и определения времени t_j^A наступления последствий аномального функционирования одним из основных требований к системам интеллектуальной обработки разнородной измерительной информации является обеспечение быстрого, близкого к реальному масштабу времени, формирования и своевременного компактного (на одной экранной форме) представления результатов $R_i^+(t) \xrightarrow{\omega^R} R_i(t)$ дополнительной оценки числовых характеристик параметров $Y_i^+(t) = \{y_{j^*+\xi}(t)\}_i$, а также определение возможности и момента времени $t^A \in (\tau_c = [t_c^0, t_c^k])$, $c=1, 2, \dots$, достижения объектом аварийного (терминального) состояния, которое угрожает окружающей среде.

Определяемый экспертами ситуационного центра порядок выполнения незапланированного, дополнительного множества процедур P_i^+ интеллектуальной обработки новых измерений в интервале времени $((t_0^0 \leq t \leq t_0^k) = \tau_0) < \tau_c, (t_0^0, t_0^k$ - моменты времени на-

чала и окончания опроса датчиков параметров состояния объекта исследования по требованию экспертов) можно представить в виде совокупности известных математических операций (морфизмов) [8, 9], выполняемых с массивами новых измеренных значений контролируемых параметров $Y_i^+(t) < Y_i(t)$. Реализация последовательности указанных морфизмов $((\Omega_i \subset \Omega), (U_i \subset U)) \subset Z$ с целью формирования $\mathfrak{R}_i(t)$ может быть осуществлена на основе использования унифицированного преобразования массивов (файлов) данных о состоянии объекта в форму математической конструкции с заданным экспертами ситуационного центра порядком расположения в ее элементах значений множества безразмерных показателей δ_{ij} соответствия (несоответствия) значений оценок контролируемых параметров установленным для них допустимым значениям.

Использование конструкции такого типа с целью сокращения времени передачи и интеллектуальной обработки данных (ИОД) исключает не-

которые виды преобразований, такие как операции масштабирования и/или нормирования, предусмотренные, например, методом обобщенных параметров, и позволяет мгновенно отображать образ состояния КДО в графической форме, которая обеспечивает быстрое восприятие ситуации, автоматическое формирование текстов подсказок $T_i \supset T_{ij}$, $j=1, \dots, j^*+\xi$, $\xi=1, 2, \dots, \xi^*$, содержащих в том числе перечни управляющих воздействий $(K_i \supset K_{ij})$ на КДО, а также организационных и технических мероприятий по действиям сил и средств, осуществляемых с целью реализации воздействий. При этом сообщения T_i, T_{ij} могут представляться на средствах речевого сопровождения и видеотображения. В качестве такой унифицированной конструкции может использоваться матрица (матрица-строка) фактического состояния (МФС) объекта, сформированная в момент t_k^k , содержимое элементов которой можно без дополнительных преобразований отображать в графической форме при построении образа состояния КДО.

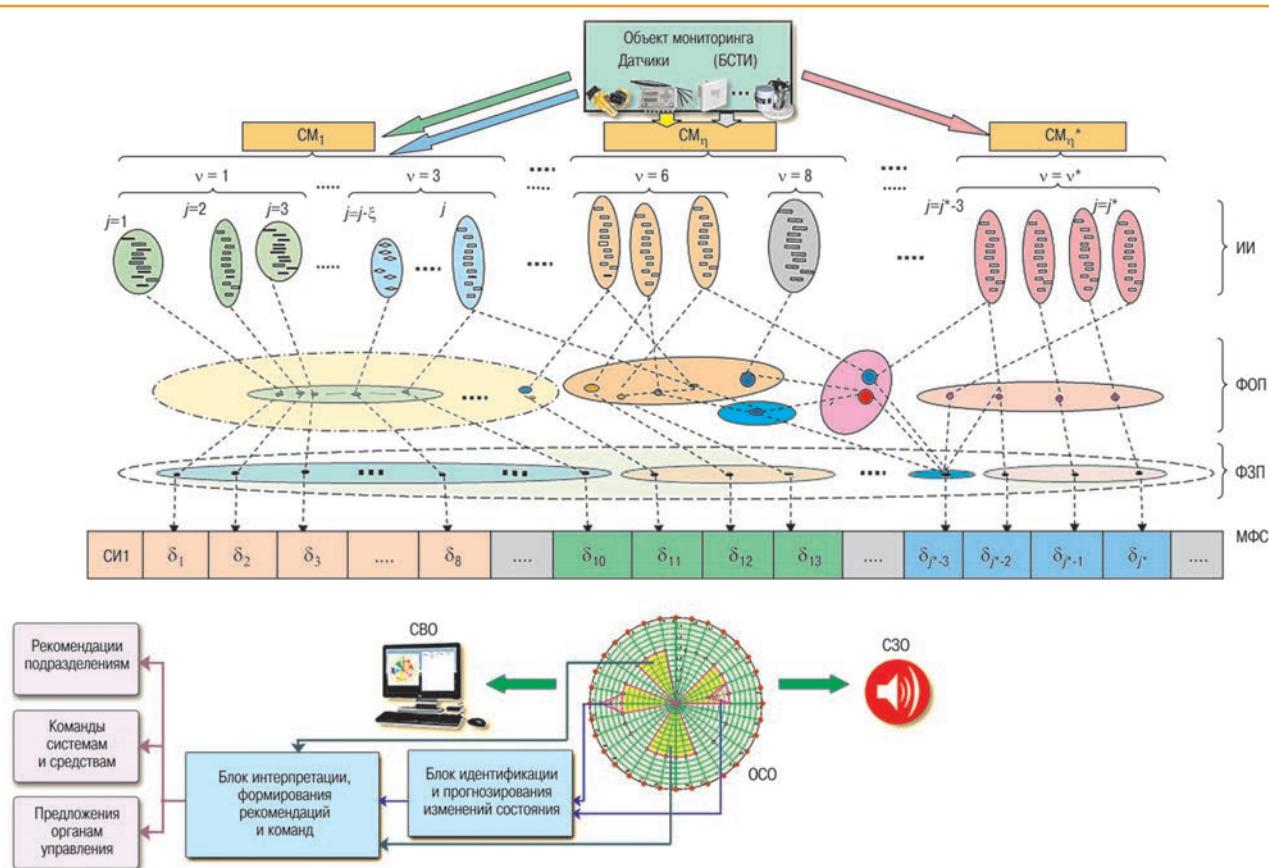


Рис. 1. Схема унифицированного преобразования информации в процессе формирования решения по управлению состоянием объекта:

ИИ – измерительная система; БСТИ – бортовая система телеизмерений; ФОП – фильтрация и оценка параметров; ФЗП – формирование значений показателей; МФС – матрица фактического состояния; СВО – система визуального отображения; ОСО – образ состояния объекта; СЗО – система звукового оповещения (речевого сопровождения)

Схема унифицированного преобразования информации в процессе формирования решений по управлению состоянием КДО представлена на рис. 1. Основой при отображении образа состояния в момент времени t_c^k служит определяемая с помощью логических и вычислительных операций совокупность безразмерных значений, семантически более «нагруженных», чем у существующих систем, показателей $\delta_i \supset (\{\delta_{ij}\} \xleftarrow{\omega_i^{\delta}} (y_{ij}^H \leq y_{ij} \leq y_{ij}^B))$ результатов сравнения допустимых y_{ij}^H , y_{ij}^B и фактических (оцененных) $\hat{y}_{ij}$ значений параметров.

Семантическая «нагруженность» значений показателей означает, что эксперты и лица, принимающие решения, могут получить знания о текущем состоянии объекта, определить не только характер его изменений, но и планировать поведение, а также действия сил и средств в ближайшей перспективе. К таким знаниям относится совокупность сведений, содержащихся в подсказывающих (рекомендующих) или консультирующих сообщениях, автоматически формируемых по результатам анализа содержимого формализованных результатов мониторинга в виде матриц фактического состояния КДО. При этом совокупность сведений формируется на основе ответов на следующие вопросы.

1. Находятся ли фактические (оцененные) значения параметров состояния в интервалах допустимых значений?
2. Какие границы допустимых значений параметров (верхние или нижние) нарушены, т.е. какое направление имеют тенденции изменения?
3. Какова величина отклонения от установленной нормы в данный момент времени?
4. В какой момент времени объектом будет достигнуто терминальное состояние, опасное для окружающей среды?
5. Какие виды технических регулировок требуется провести (например, уменьшить или увеличить и насколько)?
6. Какие организационные мероприятия необходимо выполнить (установить, снять, включить, выключить, заменить, переместить и др.) для приведения аномального значения параметра и состояния объекта в норму?

Кроме того, совокупность показателей для оценки состояния должна обладать свойствами топологических инвариантов [7], т.е. их значения должны принадлежать границе фигуры (формы), отображающей образ состояния динамической системы в

любом временном сечении и различных условиях ее функционирования.

Сформированная в момент t_c^k в полярной системе координат $(\rho; \phi)$ графическая форма $G_i = G(\rho_j = \delta_j)$; $\phi_j = (2\pi/j^* + \xi) \cdot j$, $j = 1, \dots, j^* + \xi^*$ удобна для быстрого осмысления, интерпретации изменений, происходящих на контролируемом объекте, и дает ответы на указанные вопросы. Фигура $G_i(t_c^k)$ используется как при отображении результатов $(R_i^+(t_c^k))$, так и при формировании решений $\mathfrak{R}_i \supset (G_i(t_c^k), (T_i \vee K_i), (T_i \wedge K_i))$, необходимых для организации управления $U_i \supset (\{u_j\}, \{u_d\})_i$ состоянием контролируемой динамической системы, процессом их комплексной оценки, а также действиями сил и средств, имеющихся в распоряжении органов управления. При этом морфизм $T \xrightarrow{\omega^T} T_i$ (T – словарь терминов экспертной системы Z , T_i – совокупность терминов для описания состояния КДО i -того типа) используется для формирования и документирования решений $\mathfrak{R}_i \supset (T_i \supset (T_j^u \supset \{u_j\}, T_j^d \supset \{u_d\}))_i$ (T_j^u – предложения органам управления по организации действий сил и средств для приведения аномальных значений параметров к установленным нормам, T_j^d – рекомендации эксплуатирующим организациям или подразделениям). В большинстве случаев возможна реализация отношения $T_j^u \leftrightarrow T_j^d$.

С целью повышения эффективности функционирования СКМ, в частности, для улучшения характеристик процессов информационно-методического обеспечения комплексного анализа разнородных данных и своевременного принятия решений на основе использования знаний о динамике состояния объекта осуществляется интенсивное внедрение новейших методов интеллектуальной обработки, способов, средств контроля, диагностики и информационного обмена [2, 7, 10, 11]. При этом, кроме согласования протоколов обмена данными, одной из основных проблем при сопряжении информационно-управляющих систем с системами мониторинга, диагностики и контроля является отсутствие в методическом обеспечении их функционирования процедур синхронизации процессов управления системами измерений, формирования и коммутации информационных потоков, используемых при решении внеплановых задач комплексной оценки состояния объектов и процессов функционирования аппаратно-программных комплексов средств мониторинга при решении плановых задач мониторинга в задаваемом экспертами интервале реального времени. Решение перечисленных проблем и

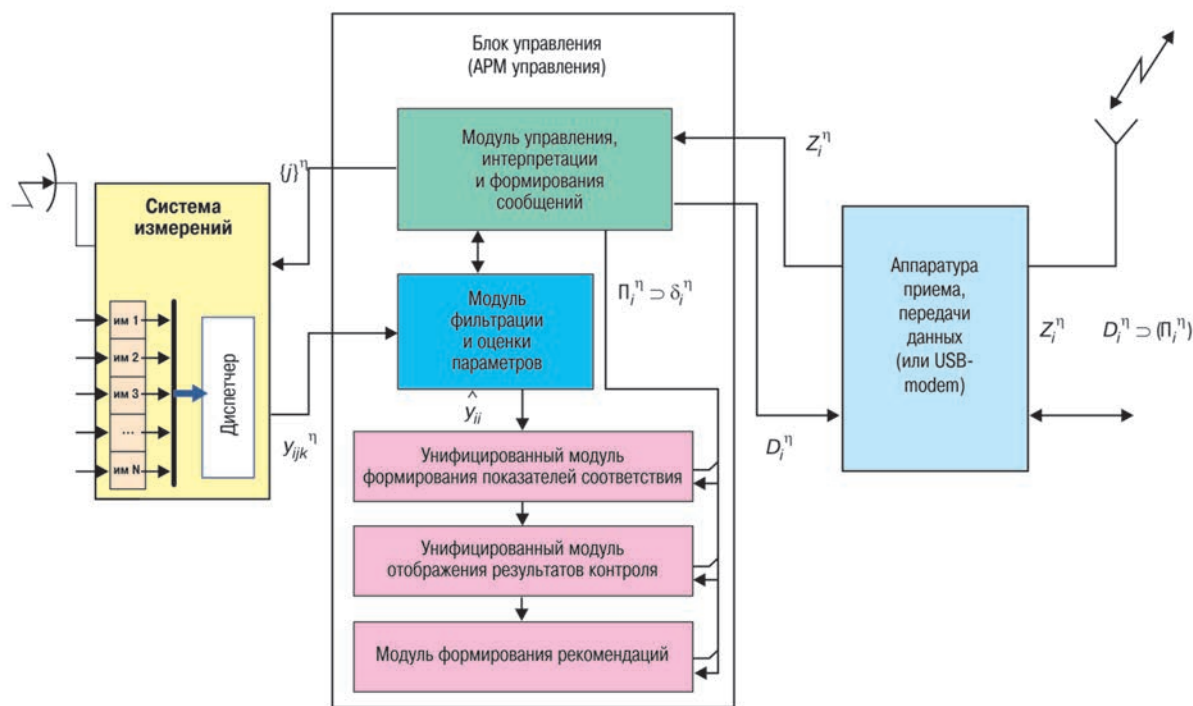


Рис. 2. Структура и основные элементы аппаратно-программного комплекса средств мониторинга:

Z_i^η - задание средствам мониторинга и контроля; D_i^η - доклад, содержащий протокол результатов; Π_i^η - протокол результатов мониторинга; η – номер средства; j – номер параметра состояния объекта

получение технического эффекта могут быть обеспечены введением нового порядка формирования и формализации результатов комплексной оценки состояния КДО, их передачи и интерпретации.

На рис. 2 представлена схема реализации предлагаемого метода. Каждое значение из вычисленной совокупности оценок сравнивается с соответствующими значениями границ интервалов допустимых значений. После этого определяются значения и формируется матрица показателей $\delta_i^\eta \supset (\delta_{ij}^1, \delta_{ij}^0, \delta_{ij}^\phi)^\eta | \delta_{ij}^0 \supset (\delta_{ij}^+ \vee \delta_{ij}^-)$, $i = \text{const}, j = 1, \dots, j^* + \zeta$ соответствия (несоответствия) оцененных и допустимых значений контролируемых параметров состояния объекта по следующим правилам:

$$\delta_{ij}^1 := 1, \left(y_{ij}^H \leq \hat{y}_{ij} \leq y_{ij}^B \right);$$

$$\delta_{ij}^\phi = \left(\frac{\hat{y}_{ij}}{y_{ij}^B} \right), \left(y_{ij}^H < \hat{y}_{ij} < y_{ij}^B \right) \vee (\delta_{ij}^1 = 1); \quad (3)$$

$$\delta_{ij}^+ = \left(\frac{\hat{y}_{ij}}{y_{ij}^B} \right), \hat{y}_{ij} > y_{ij}^B; \quad i$$

$$\delta_{ij}^- = \left(\frac{\hat{y}_{ij}}{y_{ij}^H} \right), \hat{y}_{ij} < y_{ij}^H,$$

где $\{\delta_{ij}^+, \delta_{ij}^-\} \subset \delta_{ij}^0$ - показатели несоответствия фактических и допустимых значений параметров состояния, имеющих номер j ; δ_{ij}^ϕ - фиктивные показатели несоответствия фактических и допустимых значений параметров состояния, используемые при определении реальных значений числовых характеристик, а также при графическом отображении тенденций и формы изменения контролируемых параметров в пределах интервала их допустимых значений в цикле мониторинга $c = 1, \dots, c^*$; δ_{ij}^1 - показатели соответствия фактических и допустимых значений параметров состояния, используемые при формировании и отображении графического образа состояния O_i ; $\hat{y}_{ij}$ - фактические (оцененные) значения параметров состояния O_i ; y_{ij}^B, y_{ij}^H - соответственно верхние и нижние границы интервалов допустимых значений параметров состояния объекта.

Так как значения показателей δ_{ij}^n соответствия фактических и допустимых значений параметров состояния КДО являются результатами выполнения операций присвоения «1» и деления величин одной размерности, а следовательно, безразмерными величинами, без точного знания правил формирования значения показателей, границ интервалов допустимых значений и фактических (оцененных) значений параметров состояния O_i ; определение физического смысла, установление единиц измерений, видов осуществленного контроля, типа объекта, средств и числа проведенных измерений существенно затруднено и в большинстве случаев не представляется возможным. Затруднения вызваны тем, что одно и то же значение показателей δ_{ij} можно получить в результате деления бесконечно большого ряда чисел.

Например, $\delta_{ij}=1,5 \Leftrightarrow (\frac{3}{2}=1,5; \frac{30}{20}=1,5; \frac{45}{30}=1,5; \frac{1489,5}{987}=1,5; \dots, \frac{7500000}{5000000}=1,5), \dots$. Следовательно, выполнение операций перебора значений делимого и делителя для определения реальных значений становится бессмысленным.

Выводы

1. Предложенные состав, содержание и последовательность выполнения процедур могут быть использованы в качестве основы при создании унифицированной для средств мониторинга информационно-методической платформы, обеспечивающей оперативную комплексную оценку состояния динамических объектов и систем по разнородной измерительной информации.

2. Модуль диспетчера с функцией управления коммутацией каналов и частотой опроса измерительных модулей, а также совокупность других отличительных признаков предлагаемого метода дистанционной адаптации функциональных возможностей средств комплексного мониторинга, обеспечивающего формализацию и представление знаний о состоянии наблюдаемых объектов, позволяет реализовать следующие новые свойства СКМ:

- оперативное и целенаправленное варьирование числа измеряемых физических величин (параметров состояния объектов) и измерений, что существенно влияет на достоверность результатов мониторинга и качество принимаемых решений;
- возможность в случайный или заданный момент реального времени организации прерываний текущих процессов оценки состояния объекта исследо-

вания, его элементов, подсистем для оперативной переориентации (настройки) программно-аппаратной конфигурации средств мониторинга на решение новой, случайной по составу и/или содержанию совокупности задач;

- приоритетное, целенаправленное изменение состава и содержания процедур обработки разнородных данных о состоянии КДО (или его элементов, подсистем);

- увеличение автономности функционирования и сокращение времени процесса обучения средств и систем мониторинга;

- повышение уровня защищенности данных, содержащихся в передаваемых от средств в ситуационный центр сообщениях о результатах мониторинга состояния КДО, от несанкционированного вскрытия их содержания.

3. Результаты физического моделирования процессов функционирования различных КДО, СКМ с учетом реализации предложенных технических решений по модернизации программно-аппаратной конфигурации бортового и наземного АПК СМ подтвердили ожидаемое повышение в 1,6-1,9 раза показателя эффективности процессов информационного обеспечения принятия решений $E^{\mathfrak{N}}$ при сокращении времени передачи и обработки данных о состоянии КДО ТЭК более чем в 10 раз.

4. С учетом высоких оперативности, автономности, унификации формирования и компактности (не более одной экранной формы) представления результатов мониторинга вне зависимости от типов контролируемых объектов, физической сущности и числа их параметров состояния на основе метода может быть создан универсальный программный продукт (например, bot-integrator), обеспечивающий информационное (прежде всего семантическое) взаимодействие пользователей и систем различного назначения с помощью формируемых на основе интеграции разнородных данных образов исследуемых объектов искусственного или естественного происхождения.

Список литературы

1. *Новейшие методы обработки изображений* / А.А. Потапов, Ю.В. Гуляев, С.А. Никитов [и др.]. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2008. - 496 с.
2. *Левшин В.Л. Биокibernетические оптико-электронные устройства автоматического распознавания изображений.* - М.: Машиностроение, 1987. - 176 с.

3. Лифанов Ю.С., Саблин В.Н., Салтан М.И. Направления развития средств наблюдения за полем боя. - М.: Радиотехника, 2004. - 64 с.
4. Дюндиков Е.Т., Качкин А.А. Технология динамической интеграции и представления разнородных данных для анализа и оценки состояния многопараметрических объектов // Информационные технологии. - 2010. - № 2. - С. 66-73.
5. Экологический мониторинг: шаг за шагом / Е.В. Веницианов [и др.]. - М.: РХТУ им. Д.И. Менделеева, 2003. - 252 с.
6. Пат. №2459245 РФ. Способ комплексного контроля состояния многопараметрического объекта по разнородной измерительной информации / Е.Т. Дюндиков, А.А. Качкин, Г.А. Акиншина; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное военное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Военный авиационный инженерный университет». - № 2011106222/08; заявл. 17.02.11; опубл. 20.08.12.
7. Гаскаров Д.В., Голинкевич Т.А., Мозгалеvский А.В. Прогнозирование технического состояния и надежности радиоэлектронной аппаратуры. - М.: Советское радио, 1974. - 224 с.
8. Гордиенко В.А. Векторно-фазовые методы в акустике. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007. - 480 с.
9. Малинецкий Г.Г. Математические основы синергетики: Хаос, структуры, вычислительный эксперимент. - М.: Изд-во ЛКИ, 2007. - 312 с.
10. Голдблатт Р. Топосы. Категорный анализ логики/пер. с англ. - М.: Мир, 1983. - 488 с.
11. Смолин Д.В. Введение в искусственный интеллект: конспект лекций. - М.: ФИЗМАТЛИТ, 2007. - 264 с.
12. Рутковский Л. Методы и технологии искусственного интеллекта /пер. с польск. И.Д. Рудинского. - М.: Горячая линия – Телеком, 2010. - 520 с.
2. Levshin V.L., *Biokiberneticheskie optiko-elektronnye ustroystva avtomaticheskogo raspoznavaniya izobrazheniy* (Biocybernetic optoelectronic devices for automatic image recognition), Moscow: Mashinostroyeniye Publ., 1987, 176 p.
3. Lifanov Yu.S., Sablin V.N., Saltan M.I., *Napravleniya razvitiya sredstv nablyudeniya za polem boya* (Development directions of means of surveillance of the battlefield), Moscow: Radiotekhnika Publ., 2004, 64 p.
4. Dyundikov E.T., Kachkin A.A., *The technology of dynamic integration and of representation of heterogenous data for the analysis and the estimation of state of multiparametric objects* (In Russ.), Informatsionnye tekhnologii, 2010, no. 2, pp. 66-73.
5. Venitsianov E.V. et al., *Ekologicheskii monitoring: shag za shagom* (Environmental monitoring: step by step), Moscow: Publ. of MUCTR, 2003, 252 p.
6. Patent no. 2459245 RF, *Method for integrated control of state of multiparameter object based on different information*, Inventors: Dyundikov E.T., Kachkin A.A., Akin'shina G.A.
7. Gaskarov D.V., Golinkevich T.A., Mozgalevskiy A.V., *Prognozirovanie tekhnicheskogo sostoyaniya i nadezhnosti radioelektronnoy apparatury* (Prediction of the technical condition and reliability of electronic equipment), Moscow: Sovetskoe radio Publ., 1974, 224 p.
8. Gordienko V.A., *Vektorno-fazovye metody v akustike* (Vector-phase methods in acoustics), Moscow: FIZMATLIT Publ., 2007, 480 p.
9. Malinetskiy G.G., *Matematicheskie osnovy sinergetiki: Khaos, struktury, vychislitel'nyy eksperiment* (Mathematical foundations of the Synergetics: Chaos, structures, computing experiment), Moscow: LKI Publ., 2007, 312 s.
10. Goldblatt R., Topoi. *The categorical analysis of logic*, North-Holland Publ. Comp., 1979.
11. Smolin D.V., *Vvedenie v iskusstvennyy intellekt: konspekt lektsiy* (Introduction to artificial intellect: lecture notes), Moscow: FIZMATLIT Publ., 2007, 264 p.
12. Rutkowski L., *Metody i techniki sztucznej inteligencji* (Methods and techniques of artificial intelligence), Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa, 2005.

References

1. Potapov A.A., Gulyaev Yu.V., Nikitov S.A., Pakhomov A.A., German V.A., *Noveyshie metody obrabotki izobrazheniy* (The latest image processing techniques), Moscow: FIZMATLIT Publ., 2008, 496 p.

Основные положения разработки компьютерных тренажеров для объектов нефтегазовой отрасли. Математическое моделирование установки короткоцикловой адсорбции*

Е.А. Булгаева

(ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»)

Ключевые слова: компьютер, тренажер, имитационное моделирование, математическая модель, адсорбция.

Key words: computer, simulator, simulation, mathematical model, adsorption.

Адрес для связи: BulkaevaEA@snpz.rosneft.ru

Введение

Нефтегазовая отрасль отличается сложными технологическими процессами, которые требуют привлечения квалифицированных операторов, отвечающих за последствия принятых решений по управлению процессом производства. По данным компании Haskett Consulting inc., человек запоминает 20 % увиденного, 40 % – увиденного и услышанного и 70 % увиденного, услышанного и сделанного [1]. Из этого следует, что необходимым элементом эффективного обучения являются постоянные тренировки.

В системах автоматизации технологических процессов широко применяются компьютерные системы управления (КСУ), современные SCADA-системы, представляющие собой целостные аппаратно-программные комплексы. При подготовке персонала промышленных предприятий необходимо не только ознакомить учащихся с современным состоянием средств автоматизации, но и выработать у них практические навыки эксплуатации КСУ. Компьютерные тренажеры – сложные программно-аппаратные комплексы, содержащие средства моделирования, анализа, симуляции и визуализации, предназначенные для теоретической подготовки обучаемых, отработки у них практических навыков и последующей их проверки и тестирования. В общем случае тренажер представляет собой программно-аппаратный комплекс, структура которого представлена на рис. 1.



Рис. 1. Структура компьютерного тренажера

Одним из актуальных направлений применения компьютерных тренажеров является обучение операторов технологических процессов и производств, поскольку использование в учебном процессе реального оборудования либо требует очень больших затрат, либо невозможно. Применение тренажеров повышает качество и эффективность обучения, значительно снижает его стоимость, дает обучаемым практические навыки до начала их работы в реальных условиях, обеспечивает возможность удаленного обучения. С помощью тренажеров можно «проигрывать» различные сценарии, что без их использования выполнить очень сложно. Несмотря на очевидную востребованность компьютерных тренажеров, в настоящее время они не получили широкого практического использования. Главная причина заключается в том, что их разработка, отладка и сопровождение чрезвычайно трудоемки. В России практи-

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного Е.А. Булгаевой на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (номинация «За перспективные технологии»).

чески отсутствует сегмент разработчиков тренажеров. Последний и единственный крупный по отечественным меркам разработчик тренажеров нефтегазовой отрасли – компания «Петроком», имеющая более 200 проектов в России и за рубежом – была приобретена Honeywell в 2005 г. [2]. Иностранные разработчики не продают свои платформы предприятиям, предпочитая оказывать услуги по технической поддержке и обновлению уже проданных тренажеров. Сами разработки остаются закрытыми, что значительно затрудняет оперативную доработку и вынуждает вкладывать значительные средства в техническую поддержку и актуализацию купленного тренажера.

Анализ проблемы и постановка задачи

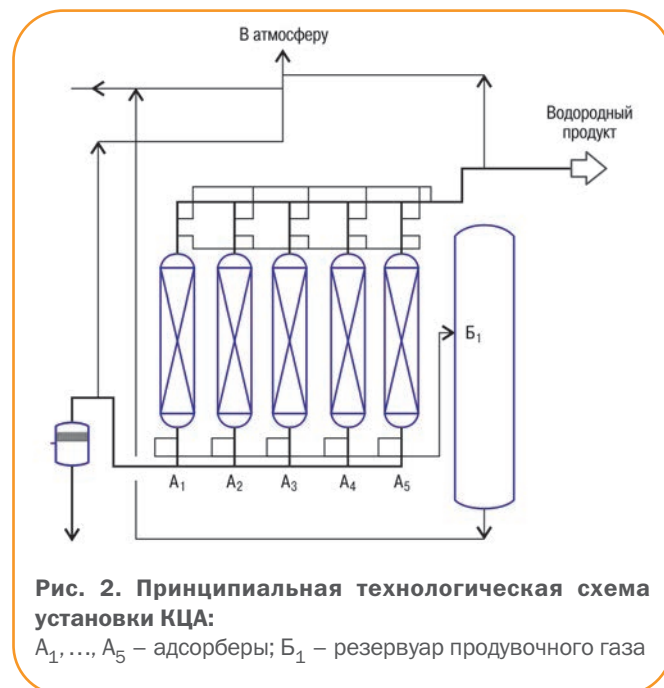
Будущее российской нефтяной и газовой отраслей определяется тремя факторами: запасы, технологии, уровень квалификации занятых в отрасли кадров (специалисты отраслевой науки, научно-преподавательские кадры, инженерно-технические работники предприятий). В отличие от запасов последние два фактора зависят от принимаемых стратегических решений в направлении развития отрасли и во многом будут определять будущее отечественного топливно-энергетического комплекса (ТЭК). Второй фактор зависит от третьего.

Для обеспечения безопасной эксплуатации технологических установок и оборудования предприятий, снижения потерь от незапланированных остановок по вине персонала необходимо повышать и постоянно поддерживать уровень подготовки персонала, непосредственно влияющего на ход технологического процесса. По статистике аварии и сбои вследствие ошибок оператора являются причиной 25 % крупных аварий в нефтехимической и нефтеперерабатывающих отраслях промышленности. Типовой нефтеперерабатывающий завод (НПЗ) производительностью 10 млн. т/год сырой нефти ежегодно теряет из-за ошибок операторов около 1,1 млн. долл. США [2].

Целью настоящего исследования являются обоснование применения и разработки компьютерных динамических имитационных тренажеров, определение структуры математической модели тренажера. В качестве объекта разработки была выбрана установка короткоцикловой адсорбции (КЦА), так как для данного процесса имитационное и компьютерное моделирование не распространено.

Описание объекта разработки

Установка КЦА (рис. 2) применяется для производства водорода с высокой (99,9 %) концентрацией. В основе процесса лежит паровая конверсия сжиженного пропан-бутанового топлива (СПБТ).



Система КЦА включает пять адсорберов, каждый из которых заполнен тремя типами адсорбентов. Примеси адсорбируются под тем же давлением, что и давление продукта. Регенерация адсорбентов осуществляется через значительное понижение давления и продувку.

Полный цикл включает следующие стадии.

1. *Адсорбция.* На стадии адсорбции технологический газ подается в адсорбер снизу. При движении вверх примеси адсорбируются, что позволяет на выходе из адсорбера получить водород высокой чистоты. Давление в блоке КЦА держится на постоянном уровне. После завершения адсорбции регенерированный адсорбер автоматически переключается на адсорбцию, что обеспечивает непрерывность движения потока продукта.

2. *Регенерация.* Регенерация отработанного адсорбера начинается со сброса давления до низкого уровня. На этой стадии большая часть газа расходуется на восстановление давления и продувку остальных адсорберов, которые находятся в разной стадии регенерации. Отходящий декомпрессионный газ подается в резервуар продувочного газа B_1 .

3. *Продувка.* В процессе продувки давление в адсорбере поддерживается примерно таким же, как и

давление внешней среды. Адсорбер продувается водородсодержащим газом из другого адсорбера. Продувочный газ отводится в резервуар продувочного газа B_1 .

4. *Восстановление давления.* После продувки давление в адсорбере повышается до давления адсорбции. На этом регенерация адсорбера заканчивается, и он переключается на адсорбцию.

В любое время цикла один из пяти адсорберов установки КЦА работает, другие – находятся на разных стадиях регенерации.

Определение структуры математической модели объекта

При моделировании процессов КЦА будем принимать равновесные изотермические модели сорбции.

Для описания многокомпонентной сорбции М.М. Дубининым и О.М. Тодесом были разработаны графические и аналитические методики получения изотерм совместной сорбции на основе изотерм чистых компонентов [3, 4].

В последнее время наиболее часто для получения изотерм совместной сорбции пользуются теорией адсорбционного раствора или методикой В.Н. Глупанова [5]. Одной из главных характеристик процесса КЦА является время полувцикла $\tau_{\text{пц}}$, которое задает длительность прямой и обратной продувок [5]. Полная математическая модель процесса КЦА включает математическую модель динамики сорбционных процессов, модель тепловых и гидромеханических процессов, протекающих в установке, а также математическое описание внешних воздействий [6].

При разработке математической модели был принят ряд допущений [6], с учетом которых система уравнений, описывающая покомпонентный материальный баланс, будет иметь вид

$$\frac{\partial c_k}{\partial \tau} + \frac{\rho_b}{\epsilon_b} \frac{\partial a_k}{\partial \tau} + \frac{\partial (wc_k)}{\partial x} = D_k^{\text{эф}} \frac{\partial^2 c_k}{\partial x^2}, \quad 0 < x < L, \tau > 0, \quad (1)$$

где c_k – концентрация; ρ_b – плотность адсорбента; ϵ_b – отношение суммарного объема гранул к общему объему элементарного слоя адсорбента; a_k – локальный термодинамический параметр, зависящий от координат и времени; τ – временная переменная; w – скорость потока газовой смеси; $D_k^{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент взаимодиффузии; L – длина слоя адсорбента.

Граничные условия на стадии адсорбции можно представить как

$$c_k(0, \tau) = c_k^{\text{вх}} + \frac{D_k^{\text{эф}}}{w(0, \tau)} \frac{\partial c_k(0, \tau)}{\partial x}; \quad \frac{\partial (wc_k(L, \tau))}{\partial x} = 0, \quad (2)$$

на стадии десорбции

$$c_k(L, \tau) = c_k^{\text{вх}} + \frac{D_k^{\text{эф}}}{w(L, \tau)} \frac{\partial c_k(L, \tau)}{\partial x}; \quad \frac{\partial (wc_k(0, \tau))}{\partial x} = 0. \quad (3)$$

где $c_k^{\text{вх}}$ – концентрация газа на входе в систему.

Уравнение динамики давления для адсорбера с постоянным проходным сечением принимает более упрощенный вид

$$\frac{dp}{d\tau} = \frac{1}{L \cdot \epsilon} \left[p(w^{\text{вх}} - w^{\text{вых}}) - RT \int_0^L \frac{\partial(a_1 + a_2 + \dots + a_{N_k})}{\partial \tau} dx \right], \quad (4)$$

где p – давление; $w^{\text{вх}}$, $w^{\text{вых}}$ – поток газовой смеси соответственно входной и выходной; R – универсальная газовая постоянная; T – температура; $a_1, \dots, a_{N_k}$ – локальные термодинамические параметры, зависящие от координат и времени.

Для модели, не учитывающей продольное перемешивание, уравнение скорости потока газовой смеси будет иметь следующий вид:

$$w(x) = w(0) - \frac{x\epsilon}{p} \frac{dp}{d\tau} - \frac{RT}{p} \int_0^x \frac{\partial(a_1 + a_2 + \dots + a_{N_k})}{\partial \tau} dx_f. \quad (5)$$

В уравнениях (4), (5) интегрирование от 0 до x по переменной x означает, что рассматриваются суммарное количество поглощенного вещества на участке от 0 до x и его влияние на изменение скорости в сечении x по отношению к сечению 0.

Для учета неізотермических факторов, протекающих в установке, необходимо рассмотреть уравнение энергетического баланса [6]

$$C \frac{\partial T}{\partial \tau} = -\epsilon C_p \nabla(\rho u T) - \epsilon C_p \nabla(\rho v_{\text{л}} T_{\text{л}}) + \lambda \nabla^2 T + \sum_{k=1}^{N_{\text{КС}}} (1 - \epsilon) \Delta H_k \frac{\partial a_k}{\partial \tau} + Q_{\text{тр}} + Q_{\text{тд}}, \quad (6)$$

где C – теплоемкость; C_p – теплоемкость реактора; ρ – плотность адсорбента; T – средняя температура слоя; ∇ , ∇^2 – операторы, приводящие уравнение к трехмерному виду; T_d – средняя локальная температура в слое; λ – суммарная теплопроводность слоя; N_{kc} – число адсорберов в системе; ΔH_k – суммарная объемная теплоемкость газа и адсорбента; $Q_{тр}$ – теплота, выделяющаяся за счет трения; Q_{td} – количество теплоты, передаваемое за счет термодиффузии.

Функционирование установки адсорбционного разделения во многом зависит от влияния внешних факторов [8]. К ним относятся параметры подаваемой на разделение газовой смеси: давление $p_{пит} = p_{пит}(\tau)$, температура $T = T(\tau)$, состав (концентрация) $\rho_{пит} = \rho_{пит}(\tau)$ [6]. Вид указанных функций определяется спецификой конкретного адсорбционного процесса и может быть задан как аналитические выражения или таблица экспериментальных значений. Окончательный вывод о возможности использования конкретных внешних факторов в качестве управляющих может быть сделан после проведения структурной и параметрической идентификации математической модели объекта.

Заключение

Актуальность разработки компьютерных тренажеров для областей деятельности, в которых обучение на реальных объектах невозможно вследствие высокой опасности нарушения нормального хода процесса из-за ошибки персонала и возникновения аварийной ситуации, очевидна. Как правило, ядром компьютерных имитационных тренажеров является адекватная математическая модель, способная с высокой точностью отразить поведение реальной системы управления и протекающего технологического процесса, на основе которой впоследствии может быть разработано программное обеспечение.

В результате исследований получена совокупная математическая модель установки короткоцикловой адсорбции. Данная модель может стать основой для разработки программного обеспечения компьютерного динамического имитационного тренажера для объекта исследования.

Список литературы

1. Компьютерные тренажеры нового поколения // Системы компьютерной автоматизации. – URL: <http://www.asutp.ru/?p=400322>
2. Дозорцев В.М. Компьютерные тренажеры для обучения операторов технологических процессов. – М.: Синтег, 2009. – 372 с.
3. Дубинин М.М. Адсорбция и пористость. – М.: Изд-во Воен. акад. хим. защиты, 1972. – 127 с.
4. Тодес О.М., Лезин Ю.С. Динамика адсорбции при высоких концентрациях и тепловыделениях // ДАН СССР. – 1956, Т. 106. – № 3. – С. 307–310.
5. Глупанов В.Н., Шумяцкий Ю.И., Серегин Ю.А. Получение кислорода и азота адсорбционным разделением воздуха. Обзорная информация. – М.: ЦИНТИНЕФТЕМАШ, 1991. – 47 с.
6. Математическое моделирование и управление процессом короткоцикловой адсорбции/ В.Г. Матвейкин, В.А. Погонин, С.Б. Путин, С.А. Скворцов. – М.: Машиностроение-1, 2007. – 140 с.
7. Корн Г., Корн Т. Справочник по математике для научных работников и инженеров. – М.: Наука, 1984. – 831 с.
8. Тимофеев Д.П. Кинетика адсорбции. – М.: Изд-во АН СССР, 1962. – 387 с.

References

1. Computer simulators of new generation (In Russ.), Sistemy komp'yuternoy avtomatizatsii, URL: <http://www.asutp.ru/?p=400322>
2. Dozortsev V.M., Komp'yuternye trenazhery dlya obucheniya operatorov tekhnologicheskikh protsessov (Computer simulators for operator training processes), Moscow: SINTEG Publ.: 2009, 372 r.
3. Dubinin M.M., Adsorption and porosity, Moscow: Publ. of Military Academy of Chemical Defence, 1972, 127 p.
4. Todes O.M., Lezin Y.S., Dynamics of adsorption at high concentrations and heat (In Russ.), Izvestiya Akademii nauk SSSR. Seriya khimicheskaya = Bulletin of the Academy of Sciences of the USSR. Division of Chemical Sciences, 1956, V. 106, no. 3, pp. 307 - 310.
5. Glupanov V.N., Shumyatskiy Yu.I., Seregin Yu.A., Poluchenie kisloroda i azota adsorbtsionnym razdeleniem vozdukha. Obzornaya informatsiya (Preparation of the oxygen and nitrogen adsorption air separation), Moscow: Publ. of TsINTINEFTEMAsh, 1991, 47 p.
6. Matveykin V.G., Pogonin V.A., Putin S.B., Skvortsov S.A., Matematicheskoe modelirovanie i upravlenie protsessom korotkotsiklovoy adsorbtsii (Mathematical modeling and process control swing adsorption), Moscow: Mashinostroenie-1 Publ., 2007, 140 p.
7. Korn G., Korn T., Mathematical Handbook for Scientists and Engineers, General Publishing Company, 2000, 1151 p.
8. Timofeev D.P., Kinetika adsorbtsii (Kinetics of adsorption), Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1962, 387 p.

Разработка системы формирования грозозащиты на объектах нефтедобычи*

Л.Л. Огородников, А.Б. Моисеенко
(ООО «Удмуртэнергонефть»)

Ключевые слова: пассивная молниезащита, активная молниезащита, активная площадь, процесс переноса заряда, надежность.
Key words: passive lightning protection, lightning protection active, active area, charge transfer process, reliability.

Адрес для связи: logorodnikov25@gmail.com

Введение

В процессе добычи нефти и газа задействовано большое число единиц оборудования и обслуживающего персонала, на нормальную работу которых влияет множество факторов, в том числе и природных, имеющих сезонный характер: низкие температуры; грозы; шквалистый ветер и др.

Электротехническое оборудование и линии электропередач оснащены устройствами молниезащиты, но во время гроз они не обеспечивают защиту от вторичных воздействий грозового процесса. Нередки случаи, когда данные устройства непосредственно являются причинами пожароопасности и повреждения оборудования. Следовательно, совершенствование системы молниезащиты представляет собой чрезвычайно актуальную задачу.

За 2010-2013 гг. в ООО «Удмуртэнергонефть» накопился значительный объем информации по аварийным отключениям электрооборудования. На основе изучения данной информации были сделаны следующие выводы. За отчетный период число отключений из-за прямого попадания молнии или ее вторичных воздействий составило порядка 20 % общего числа отключений. Кроме того, наблюдается тенденция увеличения числа отключений и недоборов нефти соответственно на 8

и 3 %. Следует также отметить экологический ущерб, который возможен при пожарах в резервуарном парке, возникающих от прямого попадания молнии. В данном случае ущерб усугубляется продуктами горения нефти, вызывающими значительные загрязнения атмосферы.

Таким образом, анализ отключений показывает, что необходимо пересмотреть применяемые методы защиты от грозовых разрядов и определить объекты для внедрения новых, более эффективных методов защиты.

Методы защиты от грозовых разрядов

Молниезащита – это комплекс технических решений и специальных приспособлений для обеспечения безопасности здания, имущества и людей, находящихся в здании. Прямой удар молнии может привести к повреждению здания (сооружения) и его частей, отказу расположенных внутри электрических и электронных частей, гибели и травмированию людей и животных, находящихся непосредственно в здании (сооружении) или вблизи него [1, 2].

Пассивная молниезащита. Внешняя молниезащита представляет собой систему, обеспечивающую перехват молнии и отвод ее в землю, что позволяет защищать здание (сооружение) от повреж-

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного Л.Л. Огородниковым на IX Межрегиональной научно-технической конференции молодых специалистов (1 место).

дения и пожара. В момент прямого удара молнии в строительный объект правильно спроектированное и сооруженное молниезащитное устройство принимает на себя ток молнии и отводит его по токоотводам в систему заземления, где энергия разряда безопасно рассеивается. Прохождение тока молнии произойти без ущерба для защищаемого объекта и быть безопасным для людей, находящихся как внутри, так и снаружи объекта.

Существуют следующие виды внешней пассивной молниезащиты:

- молниеприемная сетка;
- тросовая молниезащита;
- молниеприемный стержень.

В качестве молниеприемной сетки может использоваться катанка или полоса из стали холодно-либо горячекатаной (первая лучше поддается обработке) или меди с площадью сечения соответственно не менее 50 и 35 мм². При монтаже часто возникает проблема выпрямления катанки, для чего существует специальное устройство [3].

Сетка чаще используется на плоской кровле и монтируется на ней при помощи специальных держателей. Преимущество молниеприемной сетки: сокращение электромагнитных излучений; распространение тока молнии через несколько проводников; выравнивание потенциалов всего здания (металлические компоненты, заземления). Недостатки: сложности при монтаже; неэстетичность; высокая стоимость в связи с увеличением числа металлических компонентов (медных проводников) [3].

Тросовая молниезащита представляет собой стальной трос, натянутый над защищаемым объектом и закрепленный на опорах или мачтах. В качестве молниеприемника используют обычный стальной оцинкованный канат с площадью сечения не менее 35 мм². В принципе тросовые молниеотводы применяются для защиты протяженных сооружений (воздушных линий, зданий большой длины и т.п.). Преимущества: сокращение электромагнитных излучений; распространение тока молнии через несколько проводников; выравнивание потенциалов всего объекта (металлические компоненты, заземления); защита открытых зон [4]. Недостатки: сложности при монтаже, неэстетичность; высокая стоимость в связи с увеличением числа металлических компонентов (медных проводников); растянутые провода могут быть опасными там, где используется подъемное оборудование.

Молниеприемный стержень – это металлический проводник длиной 0,5–2,5 м, который установлен на крыше и принимает разряд молнии, может иметь различные конструкции и виды монтажа. Металл такого приемника должен быть устойчив к окислению: нержавеющая сталь; оцинкованная сталь; медь.

Преимущества: несложная установка; относительно низкая стоимость; не изменяет архитектурную эстетичность здания. Недостатки: малая площадь защиты; необходимость использования высоких мачт.

Активная молниезащита (АМЗ) имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными средствами. Отличие АМЗ заключается в наличии активного молниеприемника, на конце которого с помощью встроенного электронного устройства генерируются высоковольтные импульсы. Это позволяет, опережая формирование «естественного» лидера, создавать «искусственный» лидер, который, быстро распространяясь, захватывает молнию на большем расстоянии, увеличивая зону защиты [5] и направляет ее на землю.

Однако принцип действия активной и пассивной молниезащиты заключается в ориентации свершившегося грозового разряда, что создает условие для развития встречного лидера с защищаемых объектов, подвергая их вторичным воздействиям тока молнии, которые часто приводят к повреждению средств связи и измерений [5].

Предлагаемая методика (установка «Грозозащита»)

Основным элементом установки «Грозозащита» (рис. 1) является концентратор зарядов, выполненный в виде двух изолированных друг от друга металлических цилиндров и работающий по принципу экранирования. Внутри замкнутой металлической сферы заряды практически отсутствуют, так как переходят на ее поверхность, а сфера имеет большой собственный объем, куда стекаются наведенные на воздушных линиях системы электроснабжения заряды через устройство подключения на внутренний электрод концентратора. Для управления установкой был смонтирован блок электроники, который обеспечил ее работу в динамическом режиме и позволил переносить заряды порционно с определенным промежутком времени. В предгрозовом период посредством GSM модуля оперативный персонал дистан-

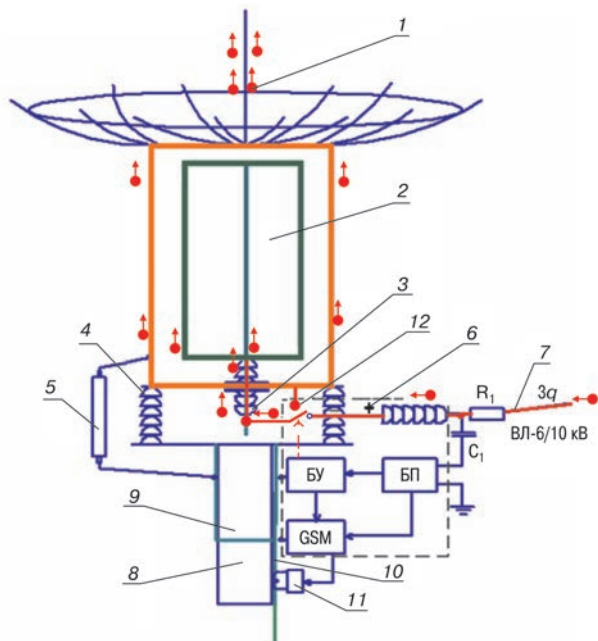


Рис. 1. Общий вид установки «Грозозащита»:

1 – молниеприемник; 2 – концентратор зарядов (внутренний и внешний цилиндры); 3 – изолятор проходной; 4 – опорные изоляторы; 5 – разрядник ВР0-6/10кВ; 6 – устройство подключения к ВЛ-6/10кВ (резистор R_1 , бестрансформаторный блок питания, GSM модуль, блок управления переключателем П); 7 – подключение к ВЛ-6/10кВ; 8 – железобетонная опора; 9 – наголовник; 10 – металлическая связь с контуром заземления; 11 – счетчик электрических зарядов; 12 – высоковольтный переключатель П

ционно включает установку. Малый внутренний цилиндр через нормально замкнутый контакт переключателя П и резистор R_1 подключен к ВЛ-6/10 кВ. В результате на его поверхности будут накапливаться наведенные заряды с ВЛ-6/10 кВ, через 30 с блок управления кратковременно замкнет нормально разомкнутые контакты П, и заряд с малого цилиндра переместится на большой цилиндр. Данный процесс будет дискретно повторяться, в результате на внешнем цилиндре, а, следовательно, и на молниеприемнике будет сконцентрирован заряд с ВЛ-6/10кВ. Над молниеприемником будут образовываться объемные заряды, вследствие чего создаются условия, достаточные для развития встречного лидера грозового разряда. При развитии основной стадии грозового разряда ток молнии пройдет по цепи: молниеприемник – внешний цилиндр – разрядник – контур за

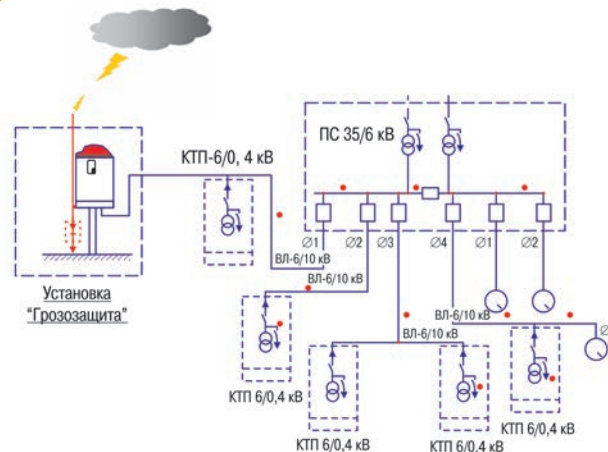


Рис. 2. Схема сбора зарядов (КТП – комплектные трансформаторные подстанции, ПС – подстанция)

земления. Переключатель П конструктивно обеспечивает изоляцию между ВЛ-6/10кВ и внешним цилиндром.

Предлагаемая методика заключается не в решении проблем по ликвидации последствий грозы, а в недопущении ее воздействия на защищаемую территорию. Принцип ее реализации следующий.

1. На объектах в безопасном для оборудования месте создается искусственная зона грозового разряда, которая состоит из устройства концентрации зарядов (установка «Грозозащита») и системы сбора зарядов (рис. 2), функции которой и защищаемую площадь выполняет система электроснабжения месторождения: ВЛ-6/10кВ; ПС110/35/6кВ.

2. В результате концентрации зарядов на установке «Грозозащита» исключается условие поражения молнией любого объекта, находящегося на защищаемой территории, и, следовательно, его разрушения.

3. При возникновении нисходящего лидера с грозового облака только с установки «Грозозащита» навстречу может устремиться встречный лидер, так как там сконцентрирован основной объем зарядов. При встрече этих лидеров возникает основной разряд молнии на безопасном расстоянии от оборудования.

Динамика аварийных отключений и недоборов нефти из-за попадания молнии и вторичных воздействий показана на рис. 3.

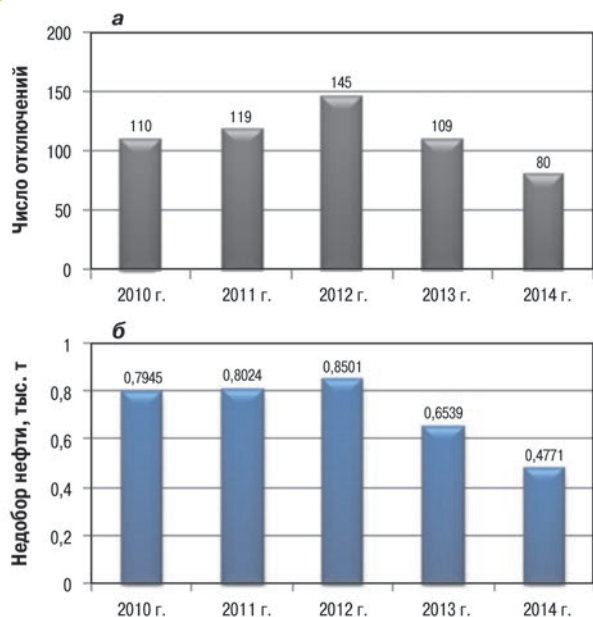


Рис. 3. Динамика числа аварийных отключений (а) и недоборов нефти (б)

В результате успешной опытно-промышленной эксплуатации установки «Грозозащита» в 2013 г. были внедрены на Киенгопском месторождении. В настоящее время они эффективно эксплуатируются: за грозовой период 2014 г. не было ни одного аварийного отключения и повреждения электрооборудования на данном месторождении по причине прямого попадания разрядов молнии и вторичных ее воздействий, несмотря на присутствие грозовой активности в данном районе.

Заключение

Внедрение установки «Грозозащита» на объектах нефтедобычи является целесообразным, так как она значительно увеличивает эффективность защиты от грозовой активности.

Решается проблема перенапряжений и переток на объектах в грозовой период, что значитель-

но снижает вероятность попадания разрядов молнии в защищаемые объекты, следовательно, минимизируются риски возникновения аварийных ситуаций, таких как пожары, отключения, разрушение изоляции электрооборудования.

Список литературы

1. Стожков Ю.И., Ермаков В.И. Физика грозовых облаков. – М.: Физический институт им. П.Н. Лебедева, РАН. – 2004. – С.32 – 37.
2. Райзер Ю.П. Физика газового разряда. – М.: Наука, 1987. – 591 с.
3. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: Минэнерго СССР, 1987. – 32 с.
4. СН РФ 2.04-29-2005. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. – М.: Минэнерго РФ, 2005. – 98 с.
5. Молниеприемник активный [Электронный ресурс]: Сводная энциклопедия. – База данных. Режим доступа: <http://www.INDELECrussia.ru/nauchnve-issledovaniia-i-ispytaniia>.

References

1. Ermakov V.I., Stozhkov Yu.I., *Fizika grozovykh oblakov* (Physics of storm clouds), Moscow: Publ. of Lebedev Physical Institute, RAS, 2004, pp. 32 – 37
2. Rayzer Yu.P., *Fizika gazovogo razryada* (Physics of gas discharge), Moscow: Nauka Publ., 1987, 591 p.
3. RD 34.21.122-87, *Instruktsiya po ustroystvu molniezashchity zdaniy i sooruzheniy* (Instructions for lightning protection of buildings and structures), Moscow: Publ. of Ministry of Energy of the USSR, 1987, 32 p.
4. SN RK 2.04-29-2005, *Instruktsiya po ustroystvu molniezashchity zdaniy i sooruzheniy* (Instructions for lightning protection of buildings and structures).
5. *Molniepriemnik aktivnyy* (Lightning active), URL: <http://www.INDELECrussia.ru/nauchnve-issledovaniia-i-ispytaniia>.

Методы анализа различных видов неопределенности при моделировании нефтегазовых объектов

А.Е. Алтунин, М.В. Семухин, О.А. Ядрышникова (ООО «ТННЦ»)

Проанализированы сравнительные возможности вероятностно-статистических методов (грубого метода Монте-Карло, стратифицированных выборок из латинских гиперкубов, численных операций над дискретными величинами) и методов теории нечетких множеств для анализа неопределенностей геолого-промысловых систем. Особое внимание уделено анализу неопределенностей при отсутствии аналитической модели и методам построения функций принадлежности путем имитационного моделирования.

Methods of analysis of various types of uncertainties in the modeling of oil and gas facilities

A.E. Altunin, M.V. Semukhin, O.A. Yadrishnikova (TNNC LLC, RF, Tyumen)

The article is devoted to the analysis of comparative capabilities of probabilistic-statistical methods (robust Monte-Carlo method, stratified sampling from Latin hypercubes, computations over discrete quantities) and methods of fuzzy sets theory for analysis of geological field systems uncertainty. Special attention is given to the uncertainty analysis in the absence of analytical model and to the methods for membership functions constructing by simulation modeling.

Основные положения разработки компьютерных тренажеров для объектов нефтегазовой отрасли. Математическое моделирование установки короткоциклового адсорбции

Е.А. Булгаева (ОАО «Сызранский нефтеперерабатывающий завод»)

Показана необходимость применения компьютерных динамических имитационных тренажеров для обучения специалистов (технологов и операторов) предприятий нефтегазовой отрасли. Обоснована необходимость разработки тренажеров базовых технологических узлов и агрегатов. Рассмотрен процесс, включающий обследование объекта, формулирование исходных требований и перечня функций. Определена структура совокупной математической модели процесса короткоциклового адсорбции.

The fundamentals of the development of computer simulators for oil and gas industry. Mathematical modeling of the swing adsorption unit

E.A. Bulkaeva (Syzran Refinery OJSC, RF, Syzran)

The study investigated necessity of application of dynamic computer simulators for training oil and gas industry workers (engineers and operators). The need of developing the simulators of basic technological components and assemblies has been proven, as well as discussed the process itself, including the inspection of the object, the original formulation of requirements and a list of functions. The structure of the aggregate mathematical model of pressure swing adsorption.

Прогнозирование поглощений бурового раствора путем поинтервальной опрессовки ствола скважины

А.А. Воронин (ОАО «Оренбургнефть»)

Рассмотрены возможность применения и потенциальная эффективность поинтервальной опрессовки ствола скважины на заранее определенное давление для выявления участков открытого ствола с градиентом гидроразрыва ниже, чем в «башмаке», а также прогнозирования поглощения при цементировании скважины. Приведены примеры практического применения процедуры для оценки снижения затрат за счет перехода к одноступенчатому цементированию и прогнозирования давления гидроразрыва горных пород по стволу при бурении следующих скважин.

Frac-pressure prognosis by section wellbore pressure test

A.A. Voronin (Orenburgneft JSC, RF, Buzuluk)

The following points are considered in the work: the possibility to use and its effectiveness if to compare with section wellbore pressure test according to earlier defined pressure in order to find the wellbore sections with fraction gradient less than in the shoe as well as the possibility to predict the mud loss during cementing of the well, one of the most important stages of well completion. There are practical examples given regarding the procedure applying and costs decrease estimation due to transfer to single stage cementing and predicting the formation fracture pressure along the wellbore during the following wells drilling.

Проектирование схемы физико-химического воздействия на Озеркинском месторождении ОАО «Самаранефтегаз»

Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, В.А. Елесин, А.С. Нечаев (ОАО «Самаранефтегаз»), И.А. Маринин (ООО «Дельта Ойл Сервис»), Л.Н. Хромых (ФГБОУ ВПО «СамГТУ»)

Проведены лабораторные исследования технологий вытеснения нефти с применением физико-химического воздействия на продуктивный пласт нефтяного месторождения ОАО «Самаранефтегаз». Для проведения работ рекомендована комплексная технология полимерного воздействия: закачка полимерных гелеобразующих композиций со стандартными прочностными характеристиками на основе сшитых полимерных систем в минерализованных водах. Разработанная схема закачки химических реагентов. Описаны необходимое оборудование, технология приготовления и закачки сшитых полимерных систем и полимерной композиции. Для закачки полимерной композиции предложена специализированная установка, которая позволяет минимизировать степень деструкции полимерной композиции на этапе закачки и обеспечить необходимое время растворения полимера.

Designing the scheme of physical-chemical treatment on Ozerkinskoye field Samaraneftgas JSC

G.G. Gilaev, I.N. Pupchenko, S.A. Kozlov, V.A. Elesin, A.S. Nechaev (Samaraneftgas JSC, RF, Samara), I.A. Marinin (Delta Oil Service LLC, RF, Samara), L.N. Khromykh (Samara State Technical University, RF, Samara)

On the basis of the conducted laboratory studies to work on complex optimization technology of oil displacement with the use of physical-chemical stimulation of the reservoir oil fields of Samaraneftgas JSC the authors recommended polymer complex technology impact (fix polymeric gel-forming compositions with a standard strength characteristics based on cross-linked polymer systems in saline waters). A scheme is developed for injection of chemical reagents includes a description of the necessary equipment, technology for preparation and injection of cross-linked polymer systems and polymer composition. The implementation of injection of the polymer composition is recommended using a specialized installation on the injection of chemical reagents, which will help to minimize the degree of degradation of the polymer composition on the stage injection and to provide the time of dissolution of the polymer.

Численные исследования технологической эффективности трехрядной системы разработки с применением гидроразрыва пласта

Д.Р. Гильмиев, А.П. Коваленко (ООО «ТННЦ»)

На основе пространственной гидродинамической модели двухфазной фильтрации проанализировано влияние длин трещин и конечной проводимости на эффективность выработки запасов нефтяной залежи при трехрядной системе разработки. Показано, что наибольший коэффициент извлечения нефти достигается в варианте с проведением гидроразрыва пласта (ГРП) только в первом ряду добывающих скважин. Наибольшая интенсификация (темп отбора нефти) достигается при проведении ГРП в добывающих скважинах второго ряда.

Numerical studies of technological efficiency of three-row development system with hydraulic fracturing

D.R. Gilmiev, A.P. Kovalenko (TNNC LLC, RF, Tyumen)

Impact of the hydraulic fracture length, and finite conductivity on the effectiveness of oil recovery when a line drive pattern is used is analyzed on the basis of 3D hydrodynamic modeling of two-phase filtration. It is shown that if hydraulic fracturing treatment is conducted only in the first producing row, the oil recovery factor reaches its maximal value. Hydrofracturing treatments in the second producing row are most effective in terms of oil production rate.

Метод адаптации функциональных возможностей средств мониторинга технического состояния и безопасности объектов нефтегазового комплекса

Е.Т. Дюндиков, А.В. Чепелев, А.Н. Белов (НПП «Кедр-М»)

Рассмотрен вариант модернизации информационно-методического обеспечения комплексной безопасности объектов нефтегазового комплекса. Предложены состав аппаратно-программного комплекса и последовательность выполнения процедур, необходимых для адаптации функциональных возможностей различных средств мониторинга с целью обеспечения оперативного формирования и реализации решений по управлению состоянием объекта в масштабе времени, близком к реальному.

Планирование расширения инфраструктуры нефтяных месторождений на основе уточненного прогноза качества подготовки жидкости

А.М. Залалдинова, И.Ю. Колесник, Р.В. Бикбулатов, А.В. Абрамов, А.Н. Винокуров (ООО «РН-Уфанипнефть»)

Представлен способ определения загруженности сепарационного оборудования и обоснования необходимости его расширения, основанный на сравнении прогнозного качества подготовки жидкости с требуемым или регламентным качеством подготовки. Для определения прогнозного качества подготовки жидкости предложено развитие метода экстраполяции производительности сепарационного оборудования. Предлагаемый метод не требует предварительного сбора значительных объемов экспериментальных данных, а ограничивается только текущим режимом работы оборудования. В сравнении с традиционным подходом он дополнительно учитывает состав жидкости и опирается на наиболее критичный и комплексный параметр работы аппаратов – качество подготовки жидкости. Применение метода позволяет избежать необоснованных расширений и в некоторых случаях достичь двукратной экономии капитальных вложений.

Перспективы развития системы подводной добычи нефти и газа при освоении арктического континентального шельфа

И.В. Захаров (ОАО «Гипровостокнефть»)

Рассмотрены основные направления развития и наиболее перспективные области использования системы подводной добычи (СПД). Приведены примеры применения современных технических решений при обустройстве морских месторождений. Показаны конкретные преимущества использования СПД в сравнении с традиционными надводными технологическими платформами. Приведен обзор наиболее пригодных для российских условий технологий, в частности, рассмотрена технология использования эластичного резервуара. Сделан вывод, что внедрение существующих технологий подводной добычи и обустройства на российском континентальном шельфе является нецелесообразным без предварительной существенной доработки или разработки на их основе совершенно новых технологий с использованием технологий высокопроизводительных компьютерных вычислений и моделирования в режиме реального времени.

Использование технологий высокопроизводительных вычислений для геолого-гидродинамического моделирования в режиме реального времени

О.В. Захаров (ОАО «Гипровостокнефть»)

Рассмотрены основные направления применения и наиболее перспективные области использования высокопроизводительных (суперкомпьютерных) технологий. Приведены примеры использования высокопроизводительных технологий при компьютерном моделировании разработки нефтегазовых месторождений. Представлены описание и сравнение программных комплексов в области гидродинамического моделирования tNavigator и GigaPOWERS, а также рассмотрены основные функциональные возможности tNavigator.

Разработка системы формирования классов трубопроводов

А.Т. Касимов, С.И. Захаров, Н.Ю. Сухарев

(ОАО «Самаранефтехимпроект»)

Приведены результаты работ в области разработки классов трубопроводов, автоматизации этих работ средствами созданного программного обеспечения, а также применения их результатов для трехмерного моделирования при проектировании новых объектов капитального строительства.

The method of adaptation of the functional capabilities of the means of monitoring the technical condition and safety of oil and gas objects and facilities

E.T. Dyundikov, A.V. Chepelev, A.N. Belov

(NPP Kedr-M, RF, Yubileiny)

The authors consider the variation of information and methodical ensuring complex safety of objects of an oil and gas complex. It is offered the structure of a hardware-software complex and sequence of performance of the procedures necessary for adaptation of functional of various monitoring tools to ensure the rapid formation and implementation of solutions to control the state of the object in the time scale close to the real.

Oil fields infrastructure development planning based on improved fluid treatment quality prediction

A.M. Zalalidinova, I.U. Kolesnik, R.V. Bikbulatov, A.V. Abramov, A.N. Vinokurov (RN-UfaNIPIneft LLC, RF, Ufa)

A method of liquid treatment equipment performance estimation based on predicted liquid quality is presented. In order to evaluate effluent liquid quality an improvement to the method of separator performance extrapolation is developed. The improvement allows lifting of requirement to collect extensive set of experimental data and reduces this set to parameters of the current operating mode. As the result liquid quality predictions are made easily accessible to substantiate industrial equipment capacity expansion on more reasonable grounds than just a comparison with increased liquid flow rate. It is shown that economic benefits in some cases could be twofold decrease in capital expenditures.

Prospects for subsea production system development for the Russian oil and gas Arctic continental shelf

I.V. Zakharov (Giprovostokneft OJSC, RF, Samara)

The article describes the subsea production system (SPS) key development trends and the prime areas to use on the Russian Arctic shelf. The article describes different use cases of the advanced SPS engineering decisions for offshore fields development and shows the advantages from its use in comparison with the traditional FPU platforms. The review of the most interesting for the Russian conditions technologies is given, particularly use of flexible bag technologies. The article claims the actual underwater production and development technology adoptions on the Russian arctic shelf is inadvisable without its preliminary extensive follow up revisions and subsequent radically new technology creation on the basis of high-performance computing and on-line modelling.

High-performance computing for geological and flow simulation of oil and gas wells

O.V. Zakharov (Giprovostokneft OJSC, RF, Samara)

This article describes the main trends of application and the most perspective fields of use of high-performance (HPC) technologies. Author shows some examples of the use of high technology for simulation of oil and gas development. Present the description and comparison of software package in the field of hydrodynamic modeling tNavigator and GigaPOWERS, as well as the basic functionality of the tNavigator in comparison with the main competitors.

Development of a system for generating pipeline classes

A.T. Kasimov, S.I. Zakharov, N.Yu. Sukharev

(Samaraneftehimproekt OJSC, RF, Samara)

This article presents the results of work carried out by a team of authors, in the development pipeline classes, automation of these works by means of creating software, as well as the application of the results of these studies for 3D modeling in the designing of new capital building projects.

Переработка пропан-пропиленовой фракции на установке олигомеризации с получением высокооктановых компонентов топлив

Н.Ю. Крымкин, А.А. Федоров, М.В. Шураев

(ОАО «Куйбышевский нефтеперерабатывающий завод»)

Рассмотрена эффективность внедрения установки олигомеризации пропан-пропиленовой фракции. Определена сырьевая база процесса при модернизации нефтеперерабатывающего завода и строительстве установок глубокой переработки нефти. Изучены параметры работы, аппаратное оформление, катализаторы и экономическая составляющая технологии олигомеризации лицензиаров процесса.

Интеллектуальные системы заканчивания скважин для увеличения эффективности выработки контактных запасов

М.С. Кувакина (ОАО «Варьеганнефтегаз»)

Проанализированы возможности обеспечения выравнивания профиля притока и контроля над данным процессом в рамках увеличения эффективности разработки контактных запасов. На примере конкретных объектов Ван-Еганского месторождения рассмотрены теоретические предпосылки и геолого-технологические доказательства механизма преждевременного прорыва нецелевого флюида. Для решения данной проблемы предложены уникальные устройства контроля притока. Теоретические предпосылки, практический опыт эксплуатации и особенности дизайна оборудования позволяют сделать вывод о выборе оптимального варианта системы заканчивания скважин. Внедрение интеллектуальных систем может стать одним из первых шагов к эффективной разработке остаточных контактных запасов.

Зоны нефтегазонакопления в основных продуктивных горизонтах терригенного венда на северо-востоке Непско-Ботубинской нефтегазоносной области
М.В. Лебедев (ООО «ТННЦ»)

Выполнен анализ существующих определений понятия зона нефтегазо-накопления. Предложен рабочий вариант определения, позволяющий выделять зоны нефтегазонакопления в объекте исследования. Обосновано выделение в Хамакинском, Улаханском и Ботубинском продуктивных горизонтах восьми зон доказанного нефтегазонакопления и четырех зон прогнозного нефтегазонакопления.

Разработка системы формирования грозозащиты на объектах нефтедобычи

Л.Л. Огородников, А.Б. Моисеенко (ООО «Удмуртэнергонефть»)

Представлена принципиально новая методика защиты объектов нефтедобычи от влияния грозовой активности, заключающаяся не в решении проблем по ликвидации последствий грозы (традиционный подход), а в недопущении ее воздействия на защищаемую территорию нефтяного месторождения. Это решается путем создания недорогих, безопасных и не требующих значительных затрат на эксплуатацию искусственных зон грозового разряда.

Оптимизация оценки объемов разработки траншей при переходе промысловых трубопроводов через водные преграды

К.В. Скуратова (ОАО «ТомскНИПИнефть»)

Представлен программный комплекс, разработанный для оптимизации расчета объема разработки с учетом заносимости траншей и балластировки трубопровода при переходе через водные преграды. Для выполнения расчета в программе необходимо задать минимальное количество исходных данных: все необходимые условия и ограничения расчета учтены в алгоритме программы. Программа предназначена для оптимизации выполнения трудоемкого расчета, повышения качества выполняемой документации и снижения трудозатрат.

Математическая модель количества нефтепродукта в резервуарном парке

Ю.С. Труфанов (ОАО «Новокуйбышевский нефтеперерабатывающий завод», СамГТУ)

Предложен подход к определению количества нефтепродукта в товарно-сырьевых резервуарных парках (ТСП) на основании первичных производственных данных. Подход основан на использовании математической модели количества нефтепродукта в ТСП. Однократное вычисление по модели может быть применено при таких учетных операциях, как снятие натуральных остатков. При многократном вычислении по модели (в динамике) полученные результаты могут быть использованы для имитации показаний расходомера. Приведена схема взаимодействия информационных подсистем на ОАО «Новокуйбышевский НПЗ», иллюстрирующая реализацию предлагаемого решения на предприятии.

Processing of propane-propylene fraction in Oligomerization Unit producing high octane components of blended fuels

**N.Yu. Krimkin, A.A. Fedorov, M.V. Shuraev
(Kuibyshev Refinery OJSC, RF, Samara)**

In this paper effectiveness of implementation of Oligomerization Unit for processing of propane-propylene fraction has been investigated. Feedstock of the process during the refinery modernization and construction of deep conversion units have been defined. Operating conditions, equipment design, catalysts and economics of oligomerization technology of the process licensors have been studied.

Intelligent well completion system to increase the efficiency of generation reserves contact

M.S. Kuvakina (Varyoganneftegaz JSC, RF, Raduzhny)

The work analyzes the possibility of providing alignment inflow profile and control over this process in the framework of increasing the effectiveness of the development of contact stocks. Examples of specific objects Van-Yoganskoye field deals with the theoretical background and the geological and technological proof mechanism premature breakthrough of improper fluid. To solve this problem, offer a unique device inflow control. Theoretical background, practical experience operating equipment and design features suggest choosing the optimal variant of well completion. Implementation of intelligent systems can be one of the first steps towards the development of effective residual contact stocks.

Petroleum accumulation zones in main Vendian terrigenous reservoirs in north-east Nepa-Botuoba petroleum region

M.V. Lebedev (TNNC LLC, RF, Tyumen)

Examination of existing petroleum accumulation zone concept's definitions was accomplished. Based on results of this examination, author's definition was suggested. Eight proved petroleum accumulation zones and four expected petroleum accumulation zones were outlined in Hamaka, Ulahan, Botuoba reservoirs.

Developing a system of formation of lightning protection at oil production facilities

L.L. Ogorodnikov, A.B. Moiseenko (Udmurtennergoneft LLC, RF, Izhevsk)

This paper presents a fundamentally new method for protection of oil production facilities from the effects of thunderstorm activity. One of the drawbacks of these methods is that it reduces the devastating impact of a lightning discharge, but the fact of its occurrence is inevitable phenomenon. The proposed method provides with an inexpensive, safe, and do not require a significant investment to operate artificial lightning discharge zones.

Water pipeline trench design optimization

K.V. Skuratova (TomskNIPIneft JSC, RF, Tomsk)

The bundled software for water pipeline trench design optimization including trench loading and ballasting is presented. The current treatment is based on several characteristics (diameter, river spread, side slope, depth, rate of sedimentation). All required conditions and limitations are considered in the programming algorithm. The program can be used for labor intensive design optimization, documentation refinement and man-hours decrease.

The mathematical model of petroleum products amount in tank farm

Yu.S. Trufanov (Novokuybyshevsk Refinery OJSC, Samara State Technical University, RF, Samara)

The approach was offered to determine the amount of petroleum products in tank farms (TF) based on primary production data. The approach is based on a mathematical model of petroleum products amount in TF. A single calculation based on a model can be applied to such accounting operations, as removal of natural residues. When multiple calculations on the model (in dynamics), the results can be used to simulate the flowmeter. The scheme of information subsystems interaction of Novokuybyshevsk Refinery was given, showing how the author's solution was implemented in the enterprise.