

Филиал ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
"ПермНИПнефть" в г. Перми

НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сборник научных трудов
(по материалам IV Пермского нефтегазового форума)

Пермь, 2018

УДК 622.276(06)
ББК 33.361
Н 76

Н 76 **Новые** решения для развития нефтегазовой отрасли: сб. науч. тр. (по материалам IV Пермского нефтегазового форума) / отв. ред. К. А. Мещеряков; Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2018. – 119 с.: ил.

В сборнике представлены материалы IV Пермского нефтегазового форума «Новые решения для развития нефтегазовой отрасли», проходившего 27-28 сентября 2018 г. (г. Пермь). Включенные в сборник материалы отражают теоретические аспекты, практический опыт, современные тенденции и инновационные разработки в области нефтегазовой промышленности.

Сборник представляет интерес для научных работников, представителей нефтяной, газовой и химической отраслей, а также геологам широкого профиля.

УДК 622.276(06)
ББК 33.361

© Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-
Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть», 2018

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ № 1 «ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ»	8
ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ХИМИЧЕСКИ ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ Алтунина Л. К., Кувшинов В. А., Кувшинов И. В., Чертенков М. В., Андреев Д. В., Карманов А. Ю.	8
РАЗРАБОТКА НАСОСНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВН С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ОТБОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ТАТНЕФТЬ» Арчибасов П. С., Шагитов Р. З., Белов А. Е., Сираев М. Д.	11
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ КОМИ Бондаренко А. В.	13
ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ РЯДОВ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРОТЯЖЕННЫМИ ЗОНАМИ РАЗУПЛОТНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА Владимиров И. В.	14
СОПОСТАВИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Дуркин С. М.	17
ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН Зубарев Е. Г., Бабалов А. Э., Мамедов Э. А.	18
ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г., Шустов Д. В., Кухтинский А. Э.	19
НОРМАЛИЗАЦИЯ МИКРОКЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В НЕФТЯНЫХ ШАХТАХ Клюкин Ю. А., Семин М. А.	21
ОПЗ НА ВЫСОКООБВОДНЕННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН Кобяков А. С.	24
СОСТАВ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ – ОТРАЖЕНИЕ ВКЛАДА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ЗАЛЕЖИ В ПРОДУКЦИЮ СКВАЖИНЫ ПОД ДЕЙСТВИЕМ «ХОЛОДНЫХ» ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ Чуйкина Д. И., Красноярова Н. А., Серебренникова О. В., Савиных Ю. В.	25
ОПЫТ ПЦО С ХИМИЧЕСКИМИ КОМПОЗИЦИЯМИ НА ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Кувшинов И. В., Алтунина Л. К., Андреев Д. В., Карманов А. Ю., Письменников Д. Н.	28
COLIBRIESP – ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКОЙ НА ГРУЗОНЕСУЩЕМ КАБЕЛЕ Мартюшев Д. Н., Худяков Д. А., Горбунов Д. В.	31

НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ КАРАБИКУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Пчела К. В., Осокин А. С.	32
СОДЕРЖАНИЕ ФИЗИЧЕСКИ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Родькина И. А., Казак Е. С.	33
СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Русаков С. В.	36
ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ	
Мещеряков К. А., Окромелидзе Г. В., Фефелов Ю. В., Сунцов С. В., Мальков Ю. В.	37
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН (SWEET SPOTS) НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ	
Саркисов Г. Г.	39
ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ТОЧЕЧНОГО ПРОГРЕВА СКВАЖИНЫ УТПС-ELKAM	
Уткин М. С., Нечаев И. А.	40
СЕКЦИЯ № 2 «СОВРЕМЕННЫЕ ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕДОБЫЧЕ»	41
ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ЦИКЛ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ И ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ СБОРА И ТРАНСПОРТА	
Болотник Д. Н.	41
СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ	
Зайцев О. Ю.	41
ОПЫТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИНТРОСКОПА MFDI-2Z С УЧЕТОМ ЧАСТОТНОЙ ДИСПЕРСИИ ИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ	
Истратов В. А., Перекалин С. О., Гуляев П. Н., Мазитова И. К.	42
ЭВОЛЮЦИЯ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ СВЯЗИ НА ПРОИЗВОДСТВАХ. АНАЛИЗ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ И ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ МОДЕЛИ	
Кочетков В. А.	45
РОЛЬ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СОПРОВОЖДЕНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
Крюков М. А., Грицай И. А.	48
НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ МИКРОАНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВ	
Кузнецов Г. Б.	50
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ШЛЮМБЕРЖЕ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ	
Лебский Д. С.	51

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОЗДАНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НА БАЗЕ ПРОГРАММНОЙ ПЛАТФОРМЫ RETREL	
Маркина А. А.	53
КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИНТЕГРИРОВАННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ – ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»	
Митрошин А. В., Ладыгин А. Н.	54
КОМПЛЕКСНОЕ ЦИФРОВОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ. К ЭФФЕКТИВНОСТИ ЧЕРЕЗ ЦИФРОВИЗАЦИЮ	
Нелюбин Э. Г.	55
ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭКОСИСТЕМЫ LANDMARK (ПОИСКИ И РАЗВЕДКА)	
Попов М. М.	56
ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ IOT И LORA	57
ДЛЯ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ С ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ	
Порошин К. А., Котов С. Г.	57
ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ	
Предеин А. А., Клыков П. И., Хвоцин П. А., Некрасова И. Л.	57
АНАЛИЗ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН В 2017-2018 ГОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»	
Сабельников И. С., Потехин Д. В.	60
ЛОКАЛИЗАЦИЯ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СРЕДЫ НА ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ И АНАЛИЗА РАССЕЯННОЙ КОМПОНЕНТЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОЛЯ	
Сибирцев А. Ю.	63
ПРИЛОЖЕНИЕ ТЕОРЕМЫ ОБ ОДНОМЕРНОМ РАНЖИРОВАНИИ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ	
Чечулин В. Л.	65
СЕКЦИЯ № 3 «ХИМИЗАЦИЯ В НЕФТЕДОБЫЧЕ»	69
ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ РИП	
Арсланов И. Р., Стрижнев В. А.	69
НОВЫЕ РАЗНОВИДНОСТИ ЭМУЛЬСИЙ ПИКЕРИНГА В КАЧЕСТВЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА	
Асадуллин Р. Р., Телин А. Г., Ленченкова Л. Е.	72
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕАГЕНТОВ МАРКИ СНПХ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	
Брусско В. В., Варнавская О. А.	75
ЗАЩИТА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ОСЛОЖНЕНИЙ РЕАГЕНТАМИ ООО «ФЛЭК»	
Денисова А. В.	76
ЛАБОРАТОРНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСПО ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ	
Жильцова С. В.	78

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИ ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ	
Козлов В. В., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А.	80
ПРИМЕНЕНИЕ ПРОДУКЦИИ ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ» ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ	
Козлов М. С.	82
ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКИХ ГАЗОБЛОКАТОРОВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С АВЦД	
Коростелев А. С., Антоненко Д. В.	84
ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КАФЕДРЫ БНГС УГНТУ	
Мулюков Р. А., Хафизов А. Р.	85
ПРИМЕНЕНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ СТЕНДОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ПОДБОРЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ, ИСПЫТАНИЯХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ И ИССЛЕДОВАНИИ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ	
Соснин Е. А.	86
ПОСЛЕДНИЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ХИМИИ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	
Тома А., Иванис А. И.	88
О ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТМК «ЭФФЕКТ» В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ПРИ ДОБЫЧЕ И ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ	
Чуйко А. И., Андрианов К. В.	89
СЕКЦИЯ № 4 «ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ»	91
УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КАК КЛЮЧ К ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОМУ ПРОИЗВОДСТВУ	
Вецпер Е. В.	91
ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ LORAWAN	Голдобин А. В. 92
ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕШЕНИЯ НА БАЗЕ ЧАСТОТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ	
Гусев О. Е.	95
АКТУАЛЬНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. РЕЗЕРВЫ И ДОСТИЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ - ЧЛЕНОВ АССОЦИАЦИИ ЭНЕРГЕТИКОВ ЗАПАДНОГО УРАЛА	
Закиров Д. Г.	97
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ». ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ	
Крупина Р. М., Старцев Е. С.	99
СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ	
Крысин Д. А.	103
УСТАНОВКА ДЛЯ ОТКАЧКИ ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА УНГБ-95	
Лихарев В. В.	103

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В СФЕРЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКОНОМИКИ РЕГИОНА	
Мягких Н. В., Ширинкин Д. С.	104
КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА	
Полозов А. А.	107
РЕШЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА	
Порошин К. А., Котов С. Г.	108
ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
Распопов С. В.	109
СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ	
Садартинов М. А.	111
ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ (ВЗД) НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ	
Старков И. В., Цветков Г. А.	112
УСТАНОВКИ ДЛЯ СБОРА И УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА БАЗЕ РОТАЦИОННО-ПЛАСТИНЧАТОГО КОМПРЕССОРА ПРОИЗВОДСТВА НПО «ИСКРА»	
Яновский А. В.	116

**ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ И КОМПЛЕКСНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С
ПРИМЕНЕНИЕМ ХИМИЧЕСКИ ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ**

Алтунина Л. К.¹, Кувшинов В. А.¹, Кувшинов И. В.¹, Чертенков М. В.²,
Андреев Д. В.³, Карманов А. Ю.³

¹*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН) (г. Томск)*

²*ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва)*

³*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)*

Неуклонно прогрессирующие потребности мировой и российской экономики в углеводородах удовлетворяются в основном за счет освоения новых нефтедобывающих регионов, преимущественно в полярных областях планеты, а также месторождений тяжелых высоковязких нефтей и битумов. Поэтому разработке залежей тяжелых высоковязких нефтей уделяется все большее внимание. Это определяет актуальность фундаментальных и прикладных научно-исследовательских работ по формированию новых подходов к решению проблем их извлечения. Одним из них является создание физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи тяжелой нефти как совместно с термическими методами, так и при естественных условиях без теплового воздействия.

Современная тенденция развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи базируется на «смарт» материалах со сложной иерархической структурой. Перспективной представляется разработка систем, химически эволюционирующих непосредственно в пласте, с приобретением коллоидно-химических свойств, оптимальных для целей нефтевытеснения. Факторами, вызывающими химическую эволюцию инжесктированных систем, являются термобарические пластовые условия, взаимодействие с породой коллектора и пластовыми флюидами. В результате химической эволюции систем образуются гели и золи, нефтевытесняющие жидкости с высокой кислотно-основной буферной емкостью, эмульсионные и газо-жидкостные системы коллоидной степени дисперсности [1]. В данной работе приводятся результаты исследований и промысловых испытаний геле- и золеобразующих композиций и композиций на основе ПАВ и буферных систем для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей при естественном режиме разработки и при паротепловом воздействии, реологические и кислотно-основные свойства которых можно регулировать за счет их химической эволюции непосредственно в пласте.

Для регулирования фильтрационных потоков при паротепловом воздействии ИХН СО РАН предложены термотропные гелеобразующие системы: неорганические «соль алюминия – карбамид – вода» (ГАЛКА[®]) и полимерные – на основе простых эфиров целлюлозы (МЕТКА[®]), которые в поверхностных условиях являются маловязкими водными растворами, в пластовых условиях под действием тепловой энергии пласта или закачиваемого теплоносителя превращаются в гели. Время гелеобразования – от нескольких минут до нескольких суток в интервале температур 30-320 °С. В 2002-2006 гг. на пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения на поздней стадии разработки проведены промысловые испытания технологий с применением гелеобразующих композиций ГАЛКА[®] при паротепловом и пароциклическом воздействии, с 2007 г. технологии используются в промышленном масштабе. В 2015-2017 гг. на Усинском месторождении обработаны 185 скважин, дополнительная добыча нефти

составила более 800 тысяч тонн. Применение гелей при площадном воздействии приводит к увеличению охвата пласта закачкой пара, снижению обводненности продукции на 3-45 %, увеличению дебитов по нефти на 11-33 % и уменьшению дебитов по жидкости на 14-25 %. При пароциклических обработках (ПЦО) прирост дебита по нефти составил от 3 до 24 тонн в сутки на скважину, дополнительная добыча нефти в среднем 980 тонн на скважино-обработку. Результаты геофизических исследований [2] в паронагнетательных и пароциклических скважинах до и после закачки гелеобразующих композиций показали, что происходит перераспределение фильтрационных потоков и увеличение охвата пласта паротепловым воздействием. С целью селективного ограничения водопритока в 2014 г. произведена закачка композиции МЕТКА® в 5 добывающих скважин на участке площадной закачки пара, 19-95 м³ на скважину. После закачки композиции МЕТКА® наблюдается увеличение дебитов по нефти и снижение обводненности продукции. Дополнительно добытая нефть ~11000 т, или 2100 т на скважину. Длительность эффекта 16 месяцев. По результатам опытно-промышленных работ (ОПР) технология рекомендована к промышленному использованию.

Для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи пластов с температурой 60-220 °С, при заводнении и паротепловым воздействием создана высокотемпературная гелеобразующая композиция МЕГА с двумя гелеобразующими компонентами – полимерным и неорганическим, на основе системы «соль алюминия – простой эфир целлюлозы – карбамид – вода», образующая непосредственно в пласте связнодисперсные наноразмерные структуры типа «гель в геле» с улучшенными реологическими характеристиками и структурно-механическими свойствами [2]. Фактором, вызывающим гелеобразование, является тепловая энергия пласта или закачиваемого теплоносителя. При нагревании выше нижней критической температуры растворения эфира целлюлозы в системе за счет фазового перехода сначала образуется полимерный гель, а затем внутри полимерного геля по механизму гидролитической поликонденсации, инициируемой продуктами гидролиза карбамида, образуется гель гидроксида алюминия. В результате улучшаются структурно-механические свойства геля, его вязкость и упругостькратно возрастают. Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды или пара из нагнетательных в добывающие скважины, перераспределяют фильтрационные потоки пластовых флюидов в нефтяном пласте, что приводит к стабилизации либо снижению обводненности продукции окружающих добывающих скважин, увеличению добычи нефти. В 2016-2017 гг. успешно проведены промысловые испытания композиции МЕГА для ограничения водопритока и увеличения нефтеотдачи на 9 добывающих скважинах пермокарбоневой залежи Усинского месторождения при ПЦО и в зоне площадной закачки пара. Наблюдается значительное снижение обводненности, на 12-40%, и кратное увеличение дебитов по нефти (рис. 1). Технология рекомендована к промышленному использованию.

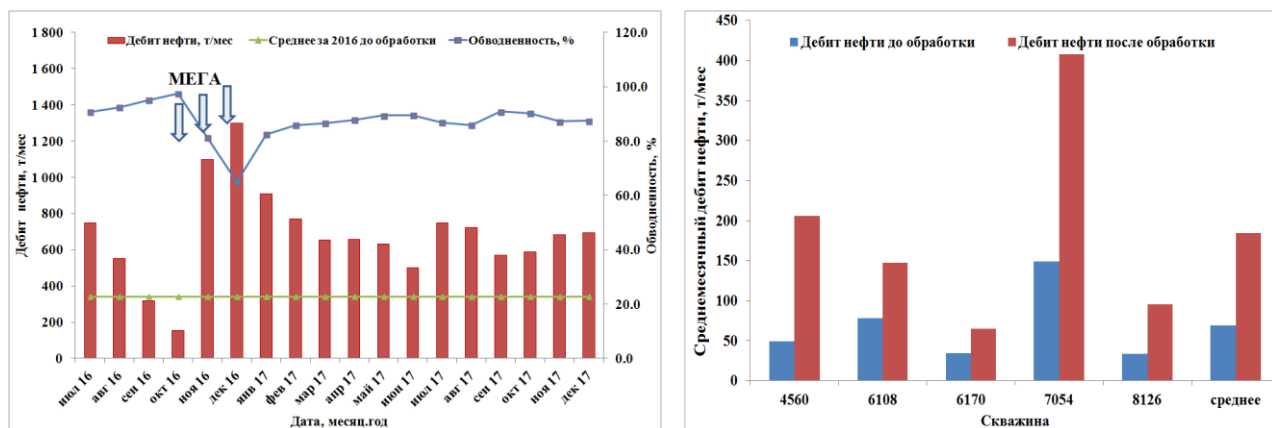


Рисунок 1 – Ограничение водопритока и увеличение добычи нефти композицией МЕГА суммарно по 5 добывающим скважинам Усинского месторождения, 2016-17 гг.

В ИХН СО РАН в течение ряда лет развивается концепция воздействия на залежь высоковязкой нефти композициями на основе ПАВ (композиции НИНКА®), которые в пласте под действием теплоносителя химически эволюционируют, образуя CO₂ и аммиачную буферную систему [1, 2]. В скважину перед нагнетанием пара закачивается оторочка композиции на основе системы «ПАВ – карбамид – соль аммония – вода». В пласте под действием высокой температуры пара карбамид гидролизуется с образованием CO₂ и аммиака. CO₂, в отличие от аммиака, намного более растворим в нефти, чем в воде. Поэтому в системе нефть – вода нефтяная фаза будет обогащена CO₂, водная – аммиаком, который с солью аммония образует щелочную систему с максимальной буферной емкостью в интервале pH 9÷10, оптимальную для нефтевытеснения. При этом наблюдается несколько полезных эффектов. Растворение CO₂ в нефти приводит к уменьшению ее вязкости. Аммиачная буферная система снижает межфазное натяжение на границах нефть – вода – порода и набухание глинистых минералов породы-коллектора, способствуют сохранению начальной проницаемости пласта и дополнительному вытеснению нефти [1, 2]. В 2003-2007 гг. на Усинском месторождении и месторождении Гаошен (КНР) были проведены промысловые испытания композиций НИНКА®. Их применение при стационарной закачке пара приводит к снижению обводненности на 10-20 % и увеличению дебитов по нефти в среднем на 40 %. При пароциклическом воздействии наблюдается увеличение добычи нефти в 1,5-3 раза, уменьшение вязкости нефти в 2-3 раза. В настоящее время технологии с применением композиций НИНКА® используются в промышленном масштабе.



Рисунок 2 – Увеличение дебитов по нефти и снижение обводненности до и после закачки в 2014-2015 гг. композиции НИНКА-3 в паронагнетательные скважины опытного участка пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения

Для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей, разрабатываемых паротепловым воздействием, создана загущенная нефтевытесняющая композиция НИНКА-3 на основе ПАВ, солей аммония, алюминия и карбамида, которая в результате химической эволюции непосредственно в пластовых условиях становится одновременно потокоотклоняющей и нефтевытесняющей композицией. В пласте при тепловом воздействии композиция химически эволюционирует, образуя CO₂ и щелочную аммиачную буферную систему, оптимальную для целей нефтевытеснения и вызывающую гидролиз соли алюминия. В результате образуется золь гидроксида алюминия, вязкость композиции увеличивается на 1-2 порядка, что приводит к подключению низкопроницаемых пропластков, увеличению охвата пласта тепловым воздействием, снижению вязкости нефти и ее доотмыву [2]. В результате происходит увеличение коэффициента охвата пласта, прирост КИН и интенсификация добычи нефти. В 2014-2015 гг. успешно проведены промысловые испытания композиции НИНКА-3 на участке паротеплового воздействия

пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (7 нагнетательных скважин, 75 добывающих скважин) (рис. 2). В результате закачки 625 т композиции дополнительно добыто более 70000 тонн нефти.

Промышленное применение новых технологий увеличения нефтеотдачи позволит осуществлять рентабельную эксплуатацию месторождений на разных стадиях разработки, будет способствовать развитию нефтедобывающей промышленности в северных регионах.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.

2. Алтунина Л.К. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов, Л.А. Стасьева, М.В. Чертенков, Л.С. Шкрабюк, Д.В. Андреев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 26–29.

РАЗРАБОТКА НАСОСНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ СВН С ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПОИНТЕРВАЛЬНОГО ОТБОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Арчибасов П. С., Шагитов Р. З., Белов А. Е., Сираев М. Д.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина (г. Бугульма)

Республика Татарстан (РТ) является старейшим нефтедобывающим регионом и, как следствие, большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки, которая характеризуется увеличением обводнённости и падением объёмов добычи нефти. Вовлечение в промышленную разработку залежей сверх вязкой нефти (далее – СВН) является стратегической задачей для ПАО «Татнефть», решение которой позволит поддерживать и наращивать объём добычи нефти в республике. На территории РТ выявлено свыше 450 залежей тяжёлых углеводородов, ресурсы которых, по различным оценкам, составляют от 2 до 8,7 млрд тонн.

Одним из наиболее эффективных методов эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью является метод «САГДИ» (метод парогравитационного дренажа), предусматривающий закачку пара в одну горизонтальную скважину и добычу нефти из другой, параллельной ей. При большой длине горизонтальной части стволов важен, с точки зрения равномерности температурного фронта и нефтеотдачи пласта, равномерный отбор продукции по всей его протяженности, который возможно обеспечить отбором продукции скважины одним насосом из нескольких точек горизонтального ствола.

Эксплуатация скважин месторождений СВН с отбором продукции с одного интервала приводит к неоптимальной эксплуатации пласта, потере производительности, большим отклонениям от проектов их разработки, потере контроля над разработкой

Перед специалистами института «ТатНИПИнефть» была поставлена цель создание простой и надёжной установки для эксплуатации скважин месторождений СВН с возможностью поинтервального отбора продукции, обеспечивающая:

- поинтервальный отбор продукции при эксплуатации скважины месторождений СВН;

- равномерное распределение температуры по горизонтальной части ствола скважины и равномерный отбор продукции;
- соблюдение оптимальных параметров эксплуатации, заданных проектом разработки, увеличение нефтеотдачи и производительности скважин с СВН.

Была разработана установка УПО СВН (рис. 1) для решения данной задачи, которая содержит ЭЦН с кожухом, замыкающимся на входном узле с отверстиями, сообщенный выходом с колонной лифтовых труб. Снизу к кожуху присоединен длинный хвостовик, который связан с дальней точкой горизонтального ствола с одной стороны и золотниковым клапаном с другой, внутри основного хвостовика расположен дополнительный хвостовик, сообщенный со средней зоной горизонтального ствола. Внутри клапана перемещается золотник, соединенный штоком с поршнем силового цилиндра, подпираемым возвратной пружиной.

При отсутствии давления в капиллярной трубке поршень клапана под действием пружины находится в нижнем положении, золотник упирается в нижний ограничитель. При этом боковой канал, сообщенный с нижней точкой отбора продукции, открыт и жидкость, поступает через перфорацию ЭК из дальней зоны горизонтального ствола в кожух, средняя зона по внутреннему хвостовику работает постоянно, жидкость поступает так же в кожух, где смешиваясь, перекачивается насосом на поверхность. При подаче газа в капиллярную трубку поршень перемещает золотник в крайнее верхнее положение. При этом боковой канал связанный с отбором из нижней зоны закрывается, а другое отверстие и канал открываются и на вход насоса поступает продукция из ближней и средней зон горизонтального ствола.

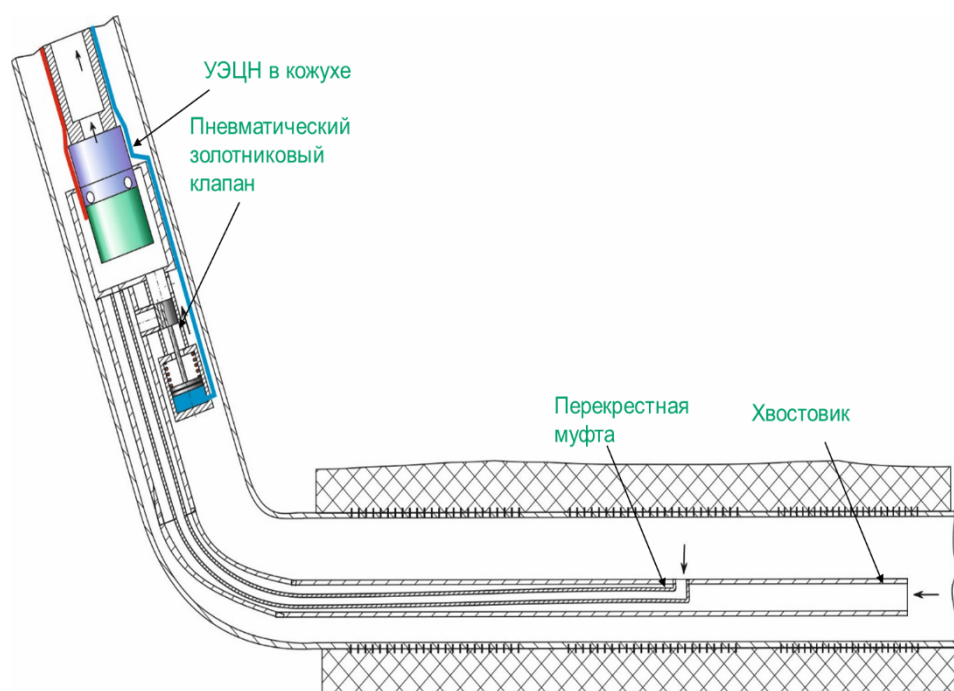


Рисунок 1 – Схема подземной части установки УПО СВН

Установка работает в таком положении до выравнивания температурного фронта отбора жидкости, затем снова снижают давление в трубке. Поршень под действием пружины возвращается в исходное положение, боковой клапан открывается и снова на вход насоса поступает продукция из нижней и средней зоны ствола.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ПЕРМСКОГО КРАЯ И РЕСПУБЛИКИ КОМИ

Бондаренко А. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Опыт разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей показывает, что основная проблема разработки данных залежей заключается в том, что естественные термобарические пластовые условия не обеспечивают необходимую подвижность нефти во время фильтрации по пласту и притока флюида в добывающие скважины. Применение стандартного заводнения в данных условиях малоэффективно вследствие большого значения соотношения вязкости нефти и вытесняющего агента, в результате происходит прорыв последнего и резко ухудшается эффективность разработки залежи.

Поэтому, исходя из специфики физико-химических свойств высоковязких и сверхвязких нефтей, наиболее рациональным представляется применение третичных методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Повышение эффективности разработки при применении третичных МУН достигается либо за счет увеличения вязкости вытесняющего агента (снижения подвижности воды), либо за счет максимального снижения вязкости пластовой нефти (обеспечения максимальной подвижности нефти), а также комплексирования данных методов. Среди таких методов особое место занимают химические, тепловые и термохимические.

С целью повышения коэффициента извлечения нефти при разработке залежей высоковязких нефтей в Пермском крае применяется химический МУН - технология полимерного заводнения, в Республике Коми – тепловые МУН (пароциклические обработки скважин, закачка пара в систему горизонтальных или перпендикулярных горизонтальных скважин, площадная закачка пара и горячей воды).

В Пермском крае в ходе опытно-промышленных работ (ОПР) по полимерному заводнению на пилотном участке Москудьинского месторождения (вязкость нефти в пластовых условиях 68 мПа*с), получены следующие результаты:

- реализована закачка полимерного раствора в количестве 27 % порового объема пласта-коллектора опытного участка;
- установлена эффективность технологии - увеличение работающей толщины принимающих пропластков, выравнивание фронта вытеснения вследствие снижения подвижности вытесняющего агента, увеличение дебитов нефти при снижении обводненности продукции (прирост по добыче нефти составляет порядка 12 %, снижение обводненности в среднем составляет 2,1 % (абс.) от соответствующих показателей базового варианта с начала ОПР).

В Республике Коми в процессе разработки пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения (вязкость нефти в пластовых условиях 700 мПа*с) дополнительная добыча нефти от площадной закачки пара в нагнетательные скважины на участке в центральной части залежи составила 25%, а комплексирование технологии пароциклических обработок добывающих скважин (ПЦО) с массовым применением химических реагентов позволило увеличить средний прирост дебита нефти от ПЦО на 45-50%.

ПОИСК ОПТИМАЛЬНОГО РАЗМЕЩЕНИЯ РЯДОВ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРОТЯЖЕННЫМИ ЗОНАМИ РАЗУПЛОТНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА

Владимиров И. В.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» (г. Уфа)

Вопросам о размещении нагнетательных и добывающих скважин в зонально неоднородном по проницаемости пласте посвящено достаточное количество работ. Начиная с первых исследований [1] и в работах настоящего времени [2], исследователи стараются понять, как влияет расположение скважин в зонах коллектора с разной проницаемостью на эффективность нефтеизвлечения. Особенно остро данный вопрос стоит для систем разработки с поддержанием пластового давления [2]. Другой актуальной проблемой является изучение влияния протяженных высокопроницаемых включений (разломов, зон разуплотнения коллектора) на эффективность регулярных систем разработки.

В данной работе рассмотрена зависимость коэффициента извлечения нефти от расположения и ориентации рядов добывающих и нагнетательных скважин относительно линий разломов.

Рассмотрим модельную задачу о разработке залежи высоковязкой нефти с условно однородным по проницаемости коллектором, строение которого осложнено наличием линейного разлома, пересекающего залежь. Предположим, что в результате тектонических процессов части залежи сдвинуты относительно друг друга по вертикали с сохранением гидродинамической связанности. Линия разлома представляет собой область разуплотнения коллектора с повышенной пористостью и с проницаемостью (10 мкм^2), многократно превышающей проницаемость материнской породы ($0,2 \text{ мкм}^2$). Свойства пластовых флюидов модели: плотность нефти в пластовых условиях $0,93 \text{ т/м}^3$, вязкость – $225 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, газосодержание – $20 \text{ м}^3/\text{м}^3$. Давление насыщения нефти газом – 50 атм .

На участке реализована рядная система. Нас интересует, как наличие протяженных зон разуплотнения коллектора повлияет на эффективность действующей системы разработки. Поэтому было рассмотрено несколько вариантов размещения рядов нагнетательных и добывающих скважин. В первом варианте (базовый вариант) ряды скважин параллельны линии разлома. Разлом проходит на половине расстояния между рядами скважин. При этом, ряд нагнетательных скважин расположен в нижней части залежи, ряд добывающих – в верхней. Во втором варианте сохраняются условия первого варианта за исключением того, что нагнетательные скважины расположены в верхней части залежи, а добывающие – в нижней. Третий вариант предусматривает расположение рядов скважин перпендикулярно линии разлома. Четвертый вариант отличается от предыдущих числом рядов добывающих скважин. По условиям данного варианта на участке залежи имеется два ряда добывающих скважин, один из которых расположен также, как и в первом варианте, второй ряд расположен в зоне разлома. Пятый вариант имеет такое же расположение рядов скважин, как и четвертом варианте, однако, ряд нагнетательных скважин размещен в зоне разлома, а ряды добывающих скважин – по краям рассматриваемого участка. Шестой вариант имеет расположение рядов скважин аналогичное пятому варианту, за исключением того, что в зоне разлома расположены добывающие скважины, а два ряда нагнетательных скважин - по краям рассматриваемого участка.

Расчеты показывают, что выработка запасов нефти залежи существенно зависит от применяемого варианта размещения рядов добывающих и нагнетательных скважин.

Сравнение динамик текущих технологических показателей первого (базового) и второго вариантов показывает, что расположение нагнетательных скважин в повышенной

части залежи, разделенной проводящим разломом, не является оптимальным в силу того, что в зоне нагнетания заводнению подвергается только незначительная часть пласта, в основном приподошвенная зона пласта. Поэтому при втором варианте размещения рядов нагнетательных и добывающих скважин технологические показатели характеризуются более низкими значениями дебита нефти, более медленным ростом обводненности, и как результат – более долгим периодом разработки.

Сравнение первого и третьего вариантов разработки показывает, что ориентация рядов скважин перпендикулярно линиям разломов приводит к быстрому росту обводненности, при этом дебит нефти практически всегда меньше базовых значений.

Сопоставление показателей первого и четвертого вариантов показывает, что увеличение числа добывающих скважин не приводит к повышению эффективности выработки запасов нефти. В четвертом варианте дополнительный ряд добывающих скважин размещался в зоне разлома. В связи с тем, что эта зона обладает высокой продуктивностью, в первоначальный период разработки выработка запасов нефти происходила с высокими темпами. Однако, это привело к экранированию воздействия нагнетательными скважинами на удаленный ряд добывающих скважин. В зоне пласта между двумя рядами добывающих скважин наблюдается резкое снижение пластового давления, снижение давления ниже давления насыщения нефти газом и разгазирование данного участка залежи. После достижения предельной обводненности добывающих скважин, расположенных в зоне разлома, данный ряд скважин отключается, пластовое давление начинает восстанавливаться, однако дебит залежи остается ниже базовых значений.

Сравнивая показатели первого и пятого вариантов, можно отметить, что данный вариант характеризуется более высокой эффективностью. Высокая проницаемость области разуплотнения коллектора позволяет закачивать большие объемы воды, при этом зона разлома выступает как протяженная дрена, что позволяет более равномерно внедряться воде в основные объемы коллектора.

И, наконец, сопоставление первого и шестого вариантов показывает, что создание интенсивной системы заводнения при небольшом числе добывающих скважин, размещенных в зоне разлома, позволяет достичь максимальные показатели выработки запасов нефти в кратчайший срок разработки.

Анализируя причины более высокой эффективности пятого и шестого вариантов необходимо отметить, что для данных вариантов характерно более высокое пластовое давление в течение всего расчетного периода, что является очень важным при разработке залежей высоковязкой нефти. Для пятого варианта при небольшом числе нагнетательных скважин расположение в зоне линейного разлома позволяет обеспечивать систему добывающих скважин необходимым объемом воды для поддержания пластового давления на уровне начального значения. Для шестого варианта, который обладает максимальной эффективностью как по темпам отбора запасов, так и по величине накопленных отборов нефти, интенсивная система заводнения при небольшом числе добывающих скважин, расположенных в зоне разлома, позволяет не только поддерживать высокое пластовое давление, но и обеспечивает более равномерную выработку запасов нефти.

В таблице 1 представлены итоговые результаты расчетов рассмотренных вариантов. Для сравнения темпов отбора запасов нефти у вариантов разработки с разным числом скважин вводился относительный параметр равный отношению накопленных отборов нефти к числу отработанных месяцев и к числу всех скважин.

Выводы.

1. Установлено, что расположение рядов скважин параллельно линии разлома (первый, второй, пятый и шестой варианты) позволяет достичь более высокий КИН в сравнении с размещением рядов скважин перпендикулярно линиям разломов (третий вариант).

2. Размещение ряда нагнетательных скважин в поднятой части залежи менее эффективно, чем размещение их в нижней части.

3. Применение большего числа добывающих скважин с размещением рядов по четвертому варианту обладает наименьшей эффективностью, что связано с экранированием воздействия нагнетательными скважинами на удаленный ряд добывающих скважин. При этом в зоне пласта между двумя рядами добывающих скважин наблюдается резкое снижение пластового давления, снижение давления ниже давления насыщения нефти газом и разгазирование данного участка залежи, что значительно снижает эффективность выработки запасов нефти из большей части залежи.

4. Наиболее эффективным является размещение ряда добывающих скважин в зоне разуплотнения коллектора, а рядов нагнетательных скважин – вне зоны разуплотнения. Данный вариант размещения рядов скважин обладает максимальными темпами отбора запасов нефти и наибольшим значением КИН.

Таблица 1 – Итоговые показатели расчетных вариантов размещения рядов скважин относительно линии разлома

Вариант	Ориентация рядов скважин относительно линии разлома	Накопленные отборы, тыс. м ³		КИН, д.ед.	ВЖФ, д.ед.	Изменение КИН относительно базового варианта, д.ед.	Темп отбора запасов нефти, тыс. м ³ / (мес * скв)
		нефти	воды				
1	Параллельно, 2 ряда, добывающие вверху, нагнетательные внизу	275,5	1407,3	0,306	0,836	0,000	0,030
2	Параллельно, 2 ряда, добывающие внизу, нагнетательные вверху	264,7	1449,7	0,294	0,846	-0,012	0,020
3	Перпендикулярно	257,1	1543,3	0,286	0,857	-0,020	0,026
4	Параллельно, 3 ряда, добывающие вверху, нагнетательные внизу, ряд добывающих в разломе	225,9	962,5	0,251	0,810	-0,055	0,020
5	Параллельно, 3 ряда, 2 ряда добывающих по краям, ряд нагнетательных в разломе	260,9	1255,9	0,290	0,828	-0,016	0,046
6	Параллельно, 3 ряда, 2 ряда нагнетательных по краям, ряд добывающих в разломе	279,2	1061,1	0,310	0,792	0,004	0,057

Литература

1. Борисов Ю.П., Рябинина З.К., Воинов О.В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородностей. – М.: НЕДРА, 1976. – 259 с.
2. Соляной П.Н., Пичугин О.Н., Родионов С.П., Косяков В.П. Исследование эффективности взаимного расположения нагнетательных и добывающих скважин в зонально-неоднородном нефтяном пласте // Нефтяное хозяйство, 2012. – № В8. – С. 126-128.

СОПОСТАВИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНЫХ И ПОДЗЕМНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дуркин С. М.

*Ухтинский государственный технический университет (г. Уфа),
ООО «Центр высоковязких нефтей»*

В докладе рассмотрен широкий круг вопросов, связанных с освоением и разработкой залежей аномально вязких нефтей и битумов. Приведены особенности геолого-физической характеристики рассматриваемого объекта (Ярегского месторождения), которые определяют выбор технологии разработки.

Изложены особенности механизма прогрева и результаты аналитических и численных исследований различных вариантов прогрева залежей аномально вязких нефтей и битумов различного типа.

На основании многолетних масштабных лабораторных и математических исследований различных факторов, участвующих в нефтеотдаче терригенных трещиноватых коллекторов, изложены представления о механизме нефтеотдачи залежей аномально вязких нефтей и битумов с различной геолого-физической характеристикой.

Более чем 40-летний опыт разработки Ярегского месторождения с применением различных технологий теплового воздействия на пласт свидетельствует об уникальности разрабатываемого объекта. Особое внимание следует обратить на опыт промышленного применения ряда уникальных и эффективных технологий, применяемых только на указанном месторождении, позволивших повысить нефтеотдачу. Приведено описание различных применяемых методов прогнозирования показателей разработки месторождений путём теплового воздействия на пласт с использованием аналитических, статистических моделей и современных программных комплексов трехмерного моделирования.

В настоящее время месторождение разрабатывается как подземными, так и поверхностными технологиями. Накоплен огромный опыт, который позволил выполнить глубокий анализ применимости различных методов, опираясь на уникальные характеристики залежи. На основе сопоставительной оценки путем численного моделирования и разработанной экономической модели представлены результаты эффективности применяемых шахтных и поверхностных технологий. Представлено обоснование применения минишахт с различными длинами подземных скважин, что является перспективой для разработки отдаленных зон месторождения.

Также дано подробное описание современных технических средств, а также методов контроля и регулирования процессов разработки залежей при разработке шахтным способом и с поверхности.

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЗОН

Зубарев Е. Г., Бабалов А. Э., Мамедов Э. А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва)

Под водонефтяной зоной (ВНЗ) обычно понимается часть залежи, расположенной между внутренним и внешним контурами нефтеносности. Типичная проблема разработки ВНЗ - образование конусов воды, что приводит к обводнению добываемой продукции, снижению дебитов по нефти и росту водонефтяного фактора (ВНФ). В России находятся в разработке около 49 месторождений с ВНЗ, имеется значительный опыт разработки крупных месторождений с обширными ВНЗ, такими как Ромашкинское, Туймазинское, Бавлинское, Арланское.

При приближении к внешнему ВНК происходит уменьшение эффективной нефтенасыщенной толщины до нуля. Это приводит к уменьшению удельных запасов нефти на единицу площади. Поэтому добыча нефти здесь становится не рентабельной. В практике разработки ВНЗ обосновывают предельное значение эффективной нефтенасыщенной толщины, за которой скважины не размещают. Из-за этого остаются немалые недренлируемые запасы нефти. Месторождения с обширными ВНЗ имеют малые углы залегания пластов, поэтому область с небольшой эффективной нефтенасыщенной толщиной иногда занимает большую площадь и значительные запасы нефти.

Плотность запасов в ВНЗ в 5-7 раз меньше чем чисто в нефтяной зоне, что сказывается на рентабельности разработки месторождения. Рентабельно бурить добывающие скважины в ВНЗ с нефтенасыщенными толщинами не менее 2 м (опыт СССР). Подтверждено что запасы нефти с нефтенасыщенной толщиной менее 2 м не вырабатываются.

Сегодня в России разбуривание ВНЗ экономически целесообразно с нефтенасыщенных толщин 4 м в терригенных коллекторах и 6-8 м в карбонатных. Традиционно большинство применяемых технологий разработки ВНЗ на месторождениях России сформированы на основе вертикальных добывающих скважин. Лишь в последнее время внедряется технологии горизонтального бурения и ГРП. Горизонтальные скважины находят все большее применения при разработке ВНЗ и нефтяных оторочек. Также активно применяется гидроразрыв пласта (ГРП).

Результаты математических исследований показали следующее.

- Свойства нефти оказывают большое влияние на показатели разработки ВНЗ краевого и подошвенного типа.
- После создания трещины ГРП, катастрофического обводнения добывающей скважины не происходит. Имеет место увеличение дебита скважины, в ряде случаев и КИН, а также сокращается срок разработки.
- Усиление воздействия *со стороны* нагнетательной скважины улучшает показатели добычи нефти из ВНЗ.

- Варианты с горизонтальной добывающей скважиной обычно являются предпочтительными по показателям разработки по сравнению со случаем вертикальной скважины.
- С увеличением перепада давления между добывающей и нагнетательной скважинами, показатели разработки по типам скважин сглаживаются.
- При разработке залежи с маловязкой нефтью при перепаде давления между добывающей и нагнетательной скважинами в 40 атм заслуживают внимания варианты с обоими вертикальными стволами и проведением в них ГРП.
- При разработке залежи с нефтью повышенной вязкости наилучшим является вариант с горизонтальными добывающей и нагнетательной скважинами.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ

Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г., Шустов Д. В., Кухтинский А. Э.

*ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
(г. Пермь)*

Распределение напряжений в массиве горных пород наряду с физико-механическими и структурными свойствами пород является одним из основных факторов, влияющих как на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных объектов, так и на технологические параметры разработки месторождения, а также на эффективность методов повышения нефте и газоотдачи пластов. Распределение напряжений также является одним из основных факторов, определяющих устойчивость стволов скважин, особенно на стадии их проходки. Комплексный учет перечисленных влияющих факторов совместно с учетом распределения геологических особенностей ведет к созданию геолого-геомеханической модели (ГГМ) месторождения. Для исключения неопределенностей установим обозначения: модель, построенную в пакете геологического моделирования, на которой производится распространение свойств и в которую передаются результаты геомеханических расчетов будем называть геолого-геомеханической моделью, а модель, на которой производятся геомеханические расчеты – геомеханической. При этом геомеханическая модель непосредственно включает модель механических свойств, модель пластовых давлений и тензор исходных напряжений, а также собственно результаты геомеханических расчетов: тензор напряжений и деформаций и ряд сопутствующих параметров, которые могут отражать напряженно-деформированное состояние (НДС) массива пород всего месторождения.

Геолого-геомеханическая модель (ГГМ) разрабатывается как для всего месторождения, так и для отдельного продуктивного объекта. В основе модели лежит геологическая модель, геомеханические параметры, такие как модуль упругости, коэффициент Пуассона, прочностные характеристики пород-коллекторов, полученные по керновым испытаниям и геомеханическая модель, разрабатываемая в специализированном программном комплексе для геомеханического моделирования («ISAMGEO», «ABAQUS» «ANSYS», «3DEC» и другие).

В настоящее время принято различать 1D и 3D геомеханические модели. 1D – модель применяется обычно только для решения задач оценки устойчивости ствола скважины. Такая модель подразумевает расчет физико-механических свойств пород вдоль ствола скважины. При этом расчет напряженного состояния и оценка устойчивости ствола

выполняются для каждой ее конкретной траектории. Общий процесс построения 1D модели можно разделить на 3 этапа: построение и калибровка 1D модели на опорных скважинах, перенос построенной модели на проектную траекторию новой скважины и расчет устойчивости проектного ствола на основе полученной модели. При этом для калибровки 1D модели на опорной скважине обычно сравнивают результаты анализа устойчивости ствола с данными бурения опорной скважины.

Расчет устойчивости ствола проектной скважины выполняют на основе полученных физико-механических свойств горных пород вдоль ствола с использованием достаточно простых аналитических уравнений, программирование которых не представляет сложностей. В настоящее время имеются отлаженные программные комплексы, позволяющие с успехом выполнять расчеты устойчивости стволов скважин для большинства геолого-технических условий проходки скважин («DrillWorks», «РН-СИГМА» и др.).

Однако для учета сложной структуры месторождения, рисков активизации разломов, соляно-купольной тектоники, изменения напряженного состояния продуктивных объектов в процессе добычи углеводородного сырья, требуется разработка 3D и даже 4D моделей. В этом случае необходимо использование численных методов расчета НДС массивов месторождений с применением сложных геомеханических моделей поведения массива пород и соответствующего программного обеспечения. В связи с этим в рамках данной работы основное внимание было уделено созданию трехмерных Геолого-геомеханических Моделей.

Собственно разработка геолого-геомеханической модели месторождения сводится к следующим основным этапам работ.

1. Подготовка исходных геологических, геомеханических и геофизических параметров и создание расчетной геомеханической модели месторождения.
2. Испытания физико-механических и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных объектов и толщи пород месторождения с целью установления зависимостей между статическими и динамическими геомеханическими параметрами, подбора критериев разрушения для выделения наиболее уплотненных и разуплотненных зон.
3. Обработка материалов сейсмоки 3D, привязки данных сейсмоки к материалам акустического и плотностного каротажа скважин с целью получения распределения упругих параметров массива.
4. Определение компонент природного поля напряжений на месторождении и распределения пластового давления.
5. Наполнение конечно-элементной модели месторождения физико-механическими свойствами и выполнение расчетов НДС как вмещающего горного массива, так и продуктивного объекта месторождения.

В дальнейшем разработанная Геолого-геомеханическая Модель месторождения может быть использована с существенными доработками как для решения задач оптимизации разработки месторождения, так и для решения проблем безаварийной проводки скважин. В первом случае дополнительно решается следующий круг задач.

1. Испытания физико-механических и изменения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных объектов в процессе падения и восстановления пластового давления с целью установления закона изменения пористости и проницаемости при изменении эффективных напряжений.
2. Геомеханическое моделирование возникновения зон с различной степенью напряженного состояния, в которых проявляются зоны повышенной трещиноватости. Установление связи критериев НДС и критериев разрушения с историческими показателями разработки месторождения. Анализ влияния тектонических нарушений на параметры НДС геолого-геомеханической модели.
3. Построение прогнозных карт исходной проницаемости по горизонтам (для трещинного типа коллектора). Построение прогнозных карт снижения проницаемости по

горизонтам на основе геолого-геомеханической модели и зависимости снижения проницаемости при снижении пластового давления.

4. Разработка рекомендаций по размещению скважин и режимам их работы на месторождении. Проведение гидродинамических расчетов с учетом полученного закона изменения проницаемости при изменении эффективных напряжений.

5. Подбор скважин-кандидатов для проведения гидроразрыва пласта, дизайн ГРП и разработка рекомендаций по этапам и технологии проведения ГРП на основе реального распределения напряженного состояния и физико-механических свойств.

В случае использования геолого-геомеханической модели для решения задач устойчивости скважин дополнительно решается следующий круг задач.

1. Определение и систематизация техногенных трещин, вывалов и желобообразования в скважинах;

2. Анализ бурового шлама;

3. Профиль ствола и конструкция скважины, время пребывания ствола в открытом состоянии;

4. Расчет упруго-прочностных свойств пород вдоль траекторий пробуренных и проектных скважин, уточнение расчетов с использованием полученных калибровочных зависимостей.

5. Информация по бурению соседних скважин (отчеты, суточные сводки, параметры использованного бурового раствора, дизайн колонн (размеры и глубины посадки), отчеты по глушению скважины (если проводилось), для уточнения геомеханической модели и оценки возможных рисков, набор каротажей (во время и после бурения) и калибровочных данных по соседним скважинам.

Все перечисленные выше решения были использованы при создании геолого-геомеханической модели Средне-Назымского месторождения, запасы нефти которого считаются трудноизвлекаемыми. Модель была использована как для решения проблем устойчивости скважины, так и оптимизации операций ГРП.

НОРМАЛИЗАЦИЯ МИКРОКЛИМАТИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В НЕФТЯНЫХ ШАХТАХ

Клюкин Ю. А., Семин М. А.

*Горный институт УрО РАН — филиал ФГБУН Пермского федерального
исследовательского центра УрО РАН (г. Пермь)*

В условиях термошахтного способа добычи нефти в горные выработки поступает существенное количество теплоты от паронагнетательных и добычных скважин, что обуславливает сложный тепловой режим подземных рабочих зон. Подача охлажденного воздуха из воздухоподающей скважины в начало уклонного блока при большой протяженности горных выработок не обеспечивает нормируемые микроклиматические параметры в рабочих зонах. Предлагается система кондиционирования, основанная на применении воздуховода распределенной подачи охлажденного воздуха по участкам протяженной рабочей зоны. Данное решение позволяет снизить нагрев воздуха в рабочей зоне за счет более низких скоростей его движения, меньшего температурного напора между шахтным воздухом и породным массивом, а также за счет теплоизоляции воздуховода. Принцип распределенной подачи свежего воздуха разработан исходя из условия поддержания постоянной температуры воздуха по длине выработки, в которой установлен

воздуховод. Постановка задачи определения закона распределения воздуха предполагает учет следующих условий работы системы:

- увеличение количества воздуха на каждом последующем участке относительно предыдущего;
- увеличение интенсивности теплообмена в выработке за счет увеличения скорости движения воздуха;
- постоянную по длине выработки температуру воздуха.

На начальном этапе исследования решается задача определения математического закона, характеризующего зависимость количества воздуха (dQ) от координаты по длине выработки (dx) для обеспечения постоянной температуры на всем протяжении рабочей зоны (буровой галереи). Для этого требуется перейти к непрерывной модели тепломассообмена, т.е. в модели свежий воздух из воздуховода поступает в шахтную атмосферу непрерывно по всей длине выработки. На всем протяжении движения воздуха с температурой $T(x)$ по буровой галерее к нему будет добавляться свежий воздух с температурой $T_{fr} = const$, интенсивность подачи свежего воздуха определяется величиной

$$I(x) = \frac{dQ}{dx} \quad (1)$$

Массовый расход $Q(x)$ воздуха в выработке будет считаться искомой величиной и функцией координаты. Расход Q_{fr} — суммарный массовый расход воздуха, поступающего по воздуховоду длиной L в буровую галерею. Расход Q_0 — массовый расход воздуха в начале исследуемого участка.

При добавлении к текущей массе $Q(x)$ воздуха на интервале длины dx массы dQ , температура смеси изменяется следующим образом:

$$dT = \frac{(T_{fr} - T)dQ}{Q} \quad (2)$$

Помимо процесса охлаждения воздуха в выработке вследствие поступления свежей струи воздуха из воздуховода также присутствует процесс нагревания воздуха вследствие теплообмена со стенкой выработки. Изменение температуры dT на интервале dx вследствие только теплообмена со стенкой имеет вид:

$$dT = \frac{2\alpha}{\rho c_v R v} (T_w - T) dx, \quad (3)$$

где ρ — плотность воздуха, c_v — удельная теплоёмкость воздуха, R — радиус выработки, T_w — температура стенки выработки, α — коэффициент теплообмена, v — скорость движения воздуха.

В силу требования поддержания постоянной температуры воздуха в выработке ($T = const$), необходимо выполнение равенства

$$\frac{2\alpha}{\rho c_v R v} (T_w - T) dx = - \frac{(T_{fr} - T)dQ}{Q}, \quad (4)$$

которое определяет равновесное тепловое состояние между двумя «противоборствующими» физическими процессами, направленными с одной стороны на охлаждение, с другой — на нагрев воздуха.

Откуда после преобразований следует, что количество шахтного воздуха с учетом холодного воздуха, уже поданного из воздуховода, в текущей точке x выработки должно рассчитываться по следующей формуле:

$$Q(x) = Q_0 \left(1 + \frac{Q_{fr}}{Q_0}\right)^{\frac{x}{L}} \quad (5)$$

А равновесная температура T определяется следующим образом:

$$T = \frac{2LT_w\alpha + \rho c_v RT_{fr}V \cdot \log\left(1 + \frac{Q_{fr}}{Q_0}\right)}{2L\alpha + \rho c_v RV \cdot \log\left(1 + \frac{Q_{fr}}{Q_0}\right)} \quad (6)$$

где Q_0 — количество воздуха, поступающего в начало выработки, Q_{fr} — суммарное количество воздуха, поступающего в галерею через воздуховод, L — длина воздуховода.

Из (5) и (6) следует, что количество холодного воздуха, подаваемого из воздуховода, рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{fr}(x) = Q(x) - Q_0 = Q_0 \left[\left(1 + \frac{Q_{fr}}{Q_0}\right)^{\frac{x}{L}} - 1 \right] \quad (7)$$

Выбор рациональной схемы кондиционирования воздуха совместно с другими способами нормализации микроклиматических условий требует разработки критерия эффективности мероприятий по нормализации микроклиматических условий. Критерий эффективности позволит производить сравнение вариантов, аналогичных по микроклиматическим условиям, но разных по применяемым техническим решениям.

Эффективность мероприятий по нормализации микроклиматических условий определяется интенсивностью теплообмена с источниками тепловыделений и схемой распределения охлажденного воздуха по рабочей зоне.

Разработаны следующие принципы снижения интенсивности теплообмена, лежащие в основе разработки системы кондиционирования воздуха буровой галереи нефтяной шахты:

- обеспечение минимально допустимых скоростей движения воздуха в рабочих зонах;
- обеспечение минимального температурного напора между шахтным воздухом и породным массивом;
- рассредоточенная подача свежего воздуха, позволяющая подавать воздух обособленно на различные участки протяженной рабочей зоны;
- применение теплоизоляции воздуховода.

Далее проводится анализ эффективности горнотехнических мероприятий через введение понятия «эталонного» уклонного блока.

Критерием эффективности горнотехнических мероприятий (K_1) будет являться отношение прогнозируемых теплоступлений в вентиляционную струю на рассматриваемом участке после проведения горнотехнических мероприятий $Q_{мер}$ к расчетным возможным теплоступлениям «эталонного» участка $Q_{эт}$ с теми же геометрическими и технологическими параметрами. Под «эталонном» участке понимается модель уклонного блока тех же геометрических и технологических параметров, в которой все нагретые поверхности, в том числе и нефтесодержащая жидкость, имеют температуру +40 °С, что соответствует требованию п. 470 «Правил промышленной безопасности...», но на сегодняшний день представляется труднодостижимым. Влагопоступления в атмосферу «эталонного» уклонного блока отсутствуют. Критерий эффективности горнотехнических мероприятий рассчитывается следующим образом:

$$K_1 = \frac{Q_{мер}}{Q_{эт}}, \quad (8)$$

где $Q_{мер}$ — количество теплоты, поступающей в вентиляционную струю по результатам расчета теплообменных процессов с учетом мероприятий по нормализации микроклиматических условий, кВт;

$Q_{эт}$ — количество теплоты, поступающей в вентиляционную струю по результатам расчета теплообменных процессов в «эталонном» уклонном блоке, кВт.

Критерий эффективности теплотехнических мероприятий по нормализации микроклиматических условий (K_2).

Нормализация микроклиматических условий в уклонных блоках при использовании средств и систем кондиционирования воздуха может осуществляться по нескольким принципиальным схемам подачи и охлаждения воздуха: подача воздуха только в начало бургалереи; распределенная подача воздуха по всей длине бургалереи; распределенная подача и вытяжка воздуха по всей длине бургалереи.

При организации схемы кондиционирования следует учитывать следующие ограничения на основные параметры кондиционирования воздуха: минимально допустимая по «Правилам безопасности...» температура воздуха составляет +2 °С; максимальный расход воздуха, подаваемого в бургалерею, ограничивается максимально допустимой по «Правилам безопасности...» скоростью движения воздуха 6 м/с.

Условие обеспечения безопасных микроклиматических условий при подаче всего воздуха в начало рабочей зоны в максимально возможном диапазоне скоростей движения воздуха существенно ограничивает максимально возможную длину эксплуатационной галереи. Нормализация микроклиматических условий при распределенной подаче воздуха позволяет увеличить максимальную длину бургалереи, но также ограничивается максимально допустимой скоростью движения воздуха. Схема вентиляции с распределенной подачей и вытяжкой воздуха не имеет ограничения по циркулирующему расходу воздуха, что при условии подачи воздуха с минимально допустимой температурой позволяет поддерживать безопасные микроклиматические условия при любом тепловом состоянии стенок массива, системы транспортировки нефти и других факторов. В данном случае решение проблемы нормализации микроклиматических условий необходимо разрабатывать с точки зрения эффективности мероприятий. Предложен следующий критерий, характеризующий отношение требуемой холодопроизводительности системы кондиционирования к теоретически минимальной холодопроизводительности системы кондиционирования воздуха при известных параметрах источников тепlopоступлений в рудничную атмосферу.

$$K_2 = \frac{Q_{x.p.}}{Q_{x.t.}}, \quad (9)$$

где $Q_{x.p.}$ — расчетная холодопроизводительность предлагаемого варианта схемы кондиционирования воздуха;

$Q_{x.t.}$ — теоретическая минимальная холодопроизводительность системы кондиционирования.

Целесообразно выбирать варианты схем с критериями эффективности K_1 и K_2 ближе к единице, что будет означать, во-первых, минимальные тепlopоступления в рудничную атмосферу за счет применения горнотехнических мероприятий, а, во-вторых, применение рациональной схемы кондиционирования воздуха.

ОПЗ НА ВЫСОКООБВОДНЕННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН

Кобяков А. С.

АО «Полиэкс» (г. Пермь)

Осадкообразующая композиция ТАМОЛЕКС® предназначена для ограничения водопритокков и снижения обводненности добываемой продукции, а также для перераспределения направления фильтрационных потоков с целью повышения выработки нефтяных пластов. Представляет собой сухую смесь сложных органических мыл, растворимых в пресной воде.

Область применения:

- выравнивание профилей приемистости с перераспределением направления фильтрационных потоков в нагнетательных скважинах в терригенных и карбонатных коллекторах;
- ограничение водопритоков в добывающих скважинах;
- отключение высокообводненных пропластков многопластовых залежей;
- потокоотклонение при кислотной обработке добывающих скважин с обводненностью 80-90% и выше.

Результаты опытно-промышленных испытаний, проведенных в 2018 г.

- Проведены опытно-промышленные испытания по изоляции водопритока в ООО «Севернефть-Уренгой» на скважине Восточно-Уренгойского месторождения реагентом ТАМОЛЕКС®. Особенностью данного ОПИ является обработка трещины ГРП.

- Проведены опытно-промышленные испытания по технологии ограничения водопритоков на объектах АО «Самотлорнефтегаз» - добывающих скважин Самотлорского месторождения - путем обработки осадкообразующим реагентом ТАМОЛЕКС®.

СОСТАВ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ – ОТРАЖЕНИЕ ВКЛАДА ОТДЕЛЬНЫХ УЧАСТКОВ ЗАЛЕЖИ В ПРОДУКЦИЮ СКВАЖИНЫ ПОД ДЕЙСТВИЕМ «ХОЛОДНЫХ» ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Чуйкина Д. И.¹, Красноярова Н. А.¹, Серебrenникова О. В.^{1,2}, Савиных Ю. В.^{1,2}

¹*Институт химии нефти СО РАН (г. Томск)*

²*Национальный исследовательский Томский политехнический университет (г. Томск)*

В последние десятилетия наблюдается резкое повышение уровня потребления нефти и газа. Россия сохраняет за собой одно из ведущих мест по добыче этих полезных ископаемых. Однако качество добываемой в настоящее время нефти значительно отличается от той, которую добывали в XX веке. Крупные месторождения с маловязкой нефтью, в основном, уже выработаны, поэтому в разработку вовлекаются залежи с трудноизвлекаемой высоковязкой нефтью, геологические запасы которых в России составляют 6-7 млрд. т. Часто в разработке находятся сложные многопластовые месторождения (МПП). Особенности их разработки связаны с тем, что совместная одновременная эксплуатация нескольких пластов приводит к тому, что вначале происходит извлечение нефти из пластов с хорошими фильтрационными свойствами, а менее проницаемые пласты остаются неохваченными.

В России примером такого МПП является крупное месторождение Усинское, характеризующееся высокими запасами тяжелой высоковязкой нефти. Применение традиционных технологий холодного заводнения на месторождении оказались малоэффективными, т.к. закачиваемые флюиды поступают в зоны с высокой проницаемостью, в то время как большая часть разведанных запасов приурочена к низкопроницаемым коллекторам и при таком способе добычи практически не вовлекаются в разработку. Наиболее эффективным, но экономически высоко затратным способом добычи тяжелой высоковязкой нефти является паротепловое воздействие на пласт в сочетании с нефтewытесняющими композициями. На текущий момент Усинское месторождение находится в четвертой стадии разработки, когда наблюдается высокая обводненность пластов. В этих условиях эффективность паротепловых методов снижается. Для повышения нефтеотдачи, уменьшения обводненности добываемой продукции в ИХН СО РАН были разработаны экономичные эффективные «холодные» технологии,

позволяющие вести добычу нефти при естественных пластовых температурах, направленные на, во-первых, перераспределение фильтрационных потоков внутри пласта за счет формирования гелевого экрана и, во-вторых, доотмыв остаточной нефти из высоко- и низкопроницаемых зон за счет снижения поверхностного натяжения на границе нефть-порода и нефть-вода [1].

Для интенсификации нефтедобычи на Усинском месторождении в 2014 году были использованы «холодные» технологии: осуществлялась последовательная закачка гелеобразующей и нефтewытесняющей композиций в нагнетательную скважину. Эти композиции были применены для увеличения охвата пласта заводнением, перераспределения фильтрационных потоков и доотмыва нефти.

На обработку композициями отреагировала расположенная вблизи нагнетательной скважина № 429, эксплуатирующая совместно средний и нижний объекты. Для контроля действия композиций на состав нефти были отобраны пробы через 5, 6, 8 и 9 месяцев после закачки. В таблице 1 приведены физико-химические свойства и состав нефти, добытой до и после закачки композиций. Нефть, добытая без применения МУН (исходная), характеризовалась невысоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ (САВ) 26,1 % мас.

Таблица 1 – Физико-химические свойства и состав нефти скв. № 429 (СО+НО) до и после закачки гелеобразующей и нефтewытесняющей композиций

Дата отбора пробы	Содержание, % мас.			Плотность, г/см ³	Вязкость, мПа*с (+20оС)
	Масла	Смолы	Асфальтены		
Исходная	73,9	16,1	10,0	0,973	7425
Через 5 мес.	75,0	15,5	9,5	0,973	8975
Через 6 мес.	74,3	15,8	9,9	0,987	11683
Через 8 мес.	74,5	15,8	9,6	0,986	8575
Через 9 мес.	75,2	15,3	9,5	0,967	9004

Усинское месторождение имеет сложное геологическое строение, залежь представляет собой объединение из трех объектов: верхнего (ВО), среднего (СО) и нижнего (НО), отличающихся по химическому составу и физическим свойствам добываемой нефти, что позволяет дифференцировать объекты при разработке месторождения [2].

Углеводородный состав масляной фракции исходной нефти представлен в основном аренами (более 68 % отн.) и насыщенными циклическими углеводородами (табл. 2). Нефти, отобранные до закачки композиции характеризуются преобладанием биароматических УВ над триароматическими. Такой состав нефти характерен для скважин, эксплуатирующей средний объект [2]. При этом отмечено самое низкое из всех изученных образцов содержание алканов 1 % отн. Низкое содержание алканов и повышенная доля фенантрена и его гомологов могут указывать на подток нефти из нижнего объекта, это согласуется с тем, что в разработке находятся одновременно два объекта.

Таблица 2 – Содержание углеводов и гетероорганических соединений в образцах нефти скв. № 429 до и после закачки композиции

Дата отбора пробы	Содержание, % отн.				
	Алканы	Цикланы	Арены	ГОС*	Нафтеноарены
Исходная	1,0	21,9	68,5	6,5	2,0
Через 5 мес.	1,2	21,3	69,4	6,3	1,9
Через 6 мес.	2,2	26,7	58,9	7,4	4,8
Через 8 мес.	4,9	29,4	57,3	5,5	2,9
Через 9 мес.	3,8	28,5	59,6	5,5	2,6

* гетероорганические соединения

Через 5 месяцев после закачки композиции отмечено, что в составе добываемой нефти незначительно повысилось содержание масляных фракций, и практически не изменился их углеводородный состав (табл. 2). Основные изменения коснулись распределения нафталинов и фенантронов. Отмечено, что повысилось относительное содержание биароматических структур (рис. 1). Относительное содержание остальных классов УВ не претерпело значительных изменений. Это позволяет заключить, что добыча нефти продолжалась из среднего эксплуатационного объекта.

Проба нефти, отобранная через 6 месяцев, является самой вязкой, с повышенной плотностью. Содержание ароматических УВ в ней по сравнению с исходной нефтью снижается в 1,2 раз, а доля насыщенных циклических структур увеличивается в 1,28 раз. В этот период происходит перераспределение среди би- и триароматических УВ. Суммарное содержание всех гомологов нафталина снижается, и лишь незначительно превышает суммарное содержание гомологов фенантрена (рис. 1). Происходит снижение отношения нафталинов к фенантренам до 1,10, и снижение отношения сесквитерпанов к гопанам до 0,83 (рис. 2). Наблюдается увеличение относительного содержания гетероорганических соединений (табл. 2). Среди насыщенных циклических УВ происходит снижение содержания бициклических структур, представленных сесквитерпанами более чем в 1,5 раза и рост пентациклических гопанов в 2,7 раза (рис. 1). Это свидетельствует о том, что через 6 месяцев после закачки композиции в продукции скважины № 429 происходит увеличение доли нефти НО, для которой характерно повышенное содержание фенантронов, а также минимальное отношение сесквитерпанов к гопанам.

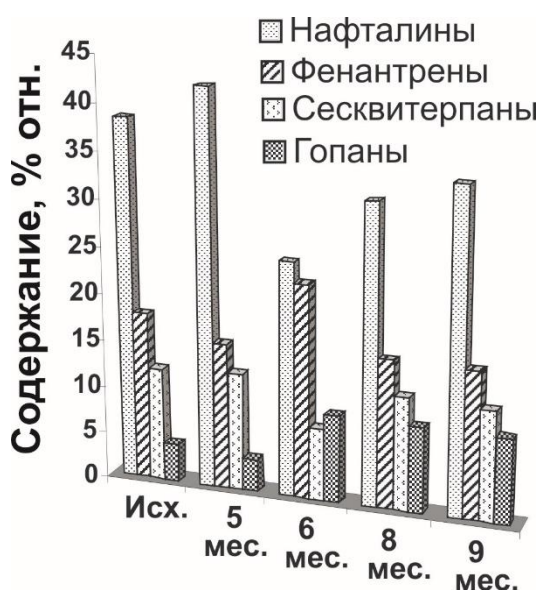


Рисунок 1 – Содержание ароматических и насыщенных углеводородов в образцах нефти скважины № 429, отобранных в разные периоды

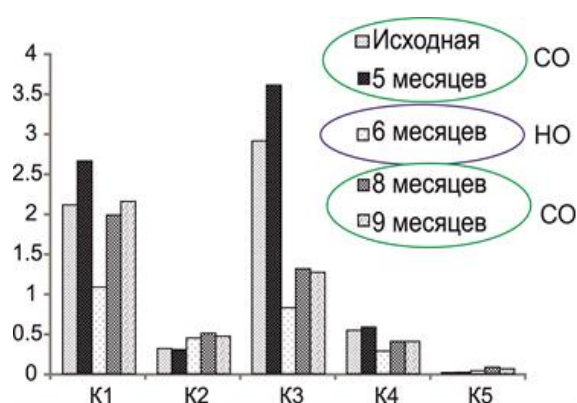


Рисунок 2 – Изменение коэффициентов K₁-K₅ в процессе добычи нефти из скв. № 429 под действием гелеобразующей и нефтewытесняющей композиций

Нефть, добытая из скважины через 8 и 9 месяцев, характеризуется снижением плотности, вязкости, уменьшается содержание САВ (табл. 2). Распределение основных классов соединений в углеводородной фракции становится практически как у исходной нефти, лишь незначительно повышается содержание алканов на фоне роста масляной фракции. Состав добываемой в этот период нефти указывает на истощение участка, относящегося к НО и продолжение разработки СО (рис. 2). Таким образом, показано, что в составе добываемой нефти при использовании комплексной закачки гелеобразующей и нефтewытесняющей композиции не происходит значительных изменений. Гелеобразующая композиция, закачанная на начальном этапе обработки нагнетательной скважины, в первую очередь блокирует высоко проницаемые участки. Происходит перераспределение

фильтрационных потоков за счет образования гелевого экрана, которое приводит к доизвлечению через 6 месяцев нефти из не охваченного ранее вытеснением водой пропластка, относящегося к НО. Увеличение относительного содержания ГОС свидетельствует о доотмыве остаточной нефти. Этот эффект наблюдался в течение месяца, после чего состав возвращался к исходному, что указывает на продолжение разработки СО.

Литература

1. Алтунина Л.К. Нетермические физико-химические технологии увеличения нефтеотдачи из залежей высоковязких нефтей / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов // Нефть и газ. – 2016. – № 5(95). – С. 57–66.

2. Чуйкина Д.И. Особенности геологического строения залежи Усинского месторождения и состава добываемой нефти / Д.И. Чуйкина, О.В. Серебренникова, Л.Д. Стахина, Л.К. Алтунина // Экспозиция нефть газ. – 2018. – № 1 (61). – С. 18-21.

ОПЫТ ПЦО С ХИМИЧЕСКИМИ КОМПОЗИЦИЯМИ НА ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Кувшинов И. В.¹, Алтунина Л. К.¹,
Андреев Д. В.², Карманов А. Ю.², Письменников Д. Н.²

¹Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН) (г. Томск)

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Наиболее массовым видом геолого-технологических мероприятий (ГТМ), проводимых на пермо-карбонтовой залежи Усинского месторождения, являются пароциклические обработки (ПЦО) добывающих скважин. Отмечается ежегодное увеличение количества проводимых скважинно-операций, сопровождающееся ростом дополнительной добычи нефти. Среднегодовая успешность ПЦО составляет 74%, средний прирост дебита нефти на одну обработку составляет 13,5 т/сут.

В последние годы совместно с ПЦО широко применяются физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. В данной статье рассматривается применение различных термотропных композиций, разработанных ИХН СО РАН [1, 2], которые условно можно разделить на 2 класса: гелеобразующие и нефтеотмывающие. Гелеобразующие композиции способствуют снижению обводненности продукции и увеличению охвата пласта паротепловым воздействием, а нефтеотмывающие увеличивают нефтеотдачу и интенсифицируют добычу нефти. Для термотропных композиций активация их функций происходит под воздействием температуры, в данном случае пара от ПЦО, что формирует комплексное паротепловое и физико-химическое воздействие на пласт.

Рассматриваемые в статье скважины можно разделить на три группы: 1 – обрабатываемые только паром, 2 – в комбинации с нефтевытесняющей композицией НИНКА[®], и 3 – с потокоотклоняющей композицией ГАЛКА[®]. Проведен анализ эффективности ПЦО в зависимости от количества повторных циклов закачки пара. С увеличением доли первых циклов ПЦО от общего количества скважинно-операций происходит увеличение приростов дебитов нефти – с 10,5 т/сут в 2014 г. до 15,2 т/сут в 2016 г., и, наоборот, с увеличением доли повторных циклов ПЦО в 2017 г. происходит снижение прироста дебита нефти до 13,4 т/сут. При проведении ПЦО без применения химических композиций эффективность циклов закономерно снижается с каждым

последующим и после 4 цикла становится меньше 9 т/сут, однако в случае применения композиций такой нисходящей динамики не отмечается.

Динамика эффективности циклов ПЦО по переходящему фонду скважин во внутренней зоне пермокарбонной залежи Усинского месторождения за период 01.01.2014-01.01.2018 гг. в зависимости от применения химических композиций представлена на рисунках 1-3. Эффективность первых циклов ПЦО (I, II, III) находится в диапазоне 16-11 т/сут (в среднем 13,9 т/сут). При проведении ПЦО без применения химических композиций эффективность циклов закономерно снижается с каждым последующим и после IV цикла становится меньше 9 т/сут (рис. 1) – такой нисходящей динамики в случае применения композиции НИНКА® не отмечается (рис. 2) – эффективность на стабильно высоком уровне 18-14 т/сут при относительно постоянных технологических параметрах закачки пара (расход пара, темп закачки). В случае применения композиции ГАЛКА® также отмечается нисходящий тренд по эффективности ПЦО (рис. 3), но это обусловлено естественной выработкой запасов на участках залежи и принципиально другим назначением термогеля – сдерживанием прорывов воды в добывающие скважины и перераспределение фильтрационных потоков. Таким образом, промышленным опытом подтверждена эффективность применения термотропных химических композиций при ПЦО скважин пермо-карбонной залежи Усинского месторождения.

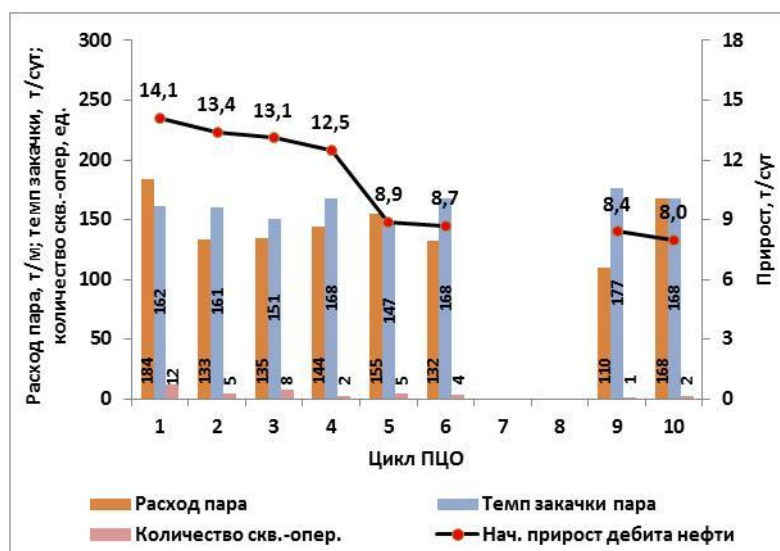


Рисунок 1 – Динамика эффективности циклов ПЦО без применения химических композиций

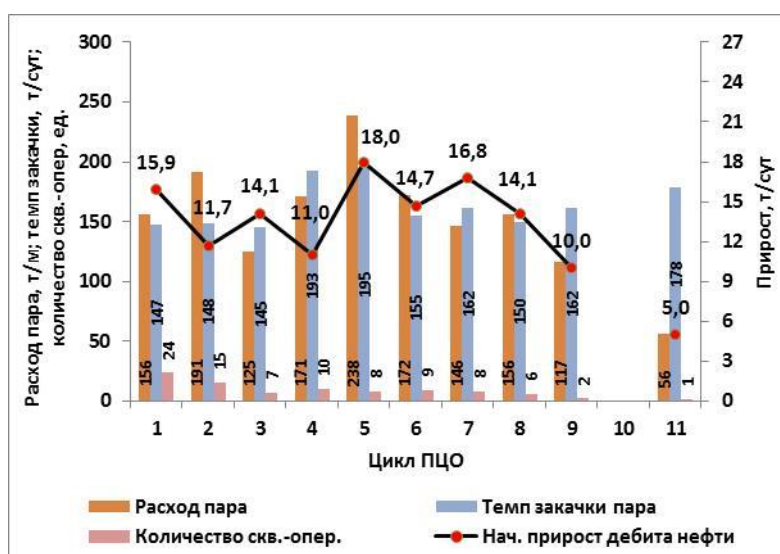


Рисунок 2 – Динамика эффективности циклов ПЦО с применением композиции НИНКА®

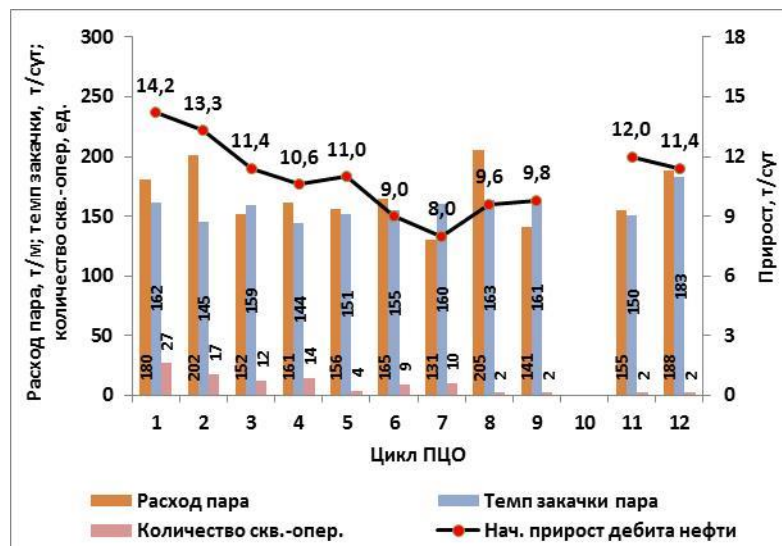


Рисунок 3 – Динамика эффективности циклов ПЗО с применением композиции ГАЛКА®

Выводы

По результатам анализа эффективности применения термотропных химических композиций при ПЗО скважин сделан вывод о том, что на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения для вводимых в эксплуатацию скважин первые 3 цикла ПЗО являются наиболее эффективными, и применение химических композиций не является необходимым для достижения плановой эффективности, однако для последующих циклов рекомендуется применять химические композиции, которые будут обеспечивать доотмыв остаточной нефти и снижение обводненности продукции.

На основании накопленного опыта проведения ПЗО на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения, предложен и в настоящее время реализуется следующий алгоритм применения химических композиций при ПЗО:

- для вводимых в эксплуатацию скважин в краевой зоне первые циклы ПЗО (I, II, III) являются наиболее эффективными, и применение химических композиций не является необходимым для достижения плановой эффективности;
- последующие циклы ПЗО (IV и более) рекомендуется выполнять с применением химических композиций (НИНКА®, ГАЛКА®), которые будут обеспечивать доотмыв остаточной нефти;
- для переходящего фонда скважин, где ранее не применялась ПЗО, необходимо оценивать целесообразность применения химических композиций в первых циклах, исходя из динамики работы скважины и начальной обводненности продукции;
- объем и схему закачки химических композиций рекомендуется выполнять в строгом соответствии с утвержденными инструкциями по применению композиций ГАЛКА® и НИНКА®.

Литература

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений (обзор) // Успехи химии. – 2007. – Т. 76. – № 10. – С. 1034–1052.
2. Алтунина Л.К. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбоневой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов, Л.А. Стасьева, М.В. Чертенков, Л.С. Шкрабюк, Д.В. Андреев // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 7. – С. 26–29.

COLIBRIESP – ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКОЙ НА ГРУЗОНЕСУЩЕМ КАБЕЛЕ

Мартюшев Д. Н., Худяков Д. А., Горбунов Д. В.

Акционерное общество «Новомет-Пермь» (г. Пермь)

Нефтяная отрасль сегодня развивается стремительно, моменты кризиса лишь подталкивают ее развитие - все начинают считать деньги, и нефтяники тоже. На периферии появляются новые технологии, которые с точки зрения экономии раньше не рассматривались нефтяными компаниями. На смену традиционным технологиям и оборудованию приходят новые решения, которые готовы будут заменить их в недалеком будущем. Одна из таких технологий - «ColibriESP» - технология освоения, исследования и эксплуатации нефтяных и газовых скважин с помощью установки погружного центробежного насоса, монтируемой на грузонесущем кабеле без привлечения бригад подземного ремонта скважин»

Разработан и успешно внедрен в промысловых условиях комплекс скважинного насосно-компрессорного оборудования сверхмалого габарита, а также технология его применения для освоения и эксплуатации нефтяных скважин через колонну труб НКТ диаметром от 73 мм (2 7/8 дюйма). Спуск оборудования осуществляется на грузонесущем кабеле без дорогостоящего участия бригад КРС, и занимает всего до 1,5 часа при глубине спуска 2,5 км.

Основное преимущество применения данного оборудования – проведение спускоподъемных операции на грузонесущем кабеле, позволяющее проводить спуск ЭЦН со скоростями до 1 м/с, не привлекая дорогостоящие силы и технику бригад подземного ремонта скважины. Время монтажа и демонтажа установки составляет всего 2-2,5 часа, а спуска в скважину - всего до 1,5 часа при глубине спуска 2,5 км. Для сравнения, операции по монтажу-демонтажу и спуску установок с использованием текущих технологий занимают до 4-х суток.

Все это позволяет значительно экономить на капитальных и операционных затратах, снижая общую стоимость реализации проектов разработки месторождений.

Технология позволяет сократить время монтажа в 2,5-3 раза, не используя при этом дорогостоящие станки для КРС/ПРС, а также - безаварийно работать с максимальным приростом добычи в боковых и горизонтальных стволах скважин. Эксплуатация ColibriESP возможна как на земле, так и на шельфе. Плюс - эксплуатации скважин, имеющих технические ограничения (ремонт эксплуатационных колонн – установка пластыря и т.д.).

Технология также позволяет осваивать скважины после проведения геолого-технических мероприятий, осваивать фонтанный фонд скважин после прекращения фонтанирования (по причине скопления воды на забое скважины), и значительно экономить по сравнению с ныне применяемыми технологиями.

Для подтверждения работоспособности данного комплекса оборудования и технологии, применяемой при геофизических работах, на стендах-скважинах Многофункционального стендового комплекса ОАО «ОКБ БН КОННАС» в течение 2015-2016 годов был проведен ряд испытаний и исследований по отработке впервые примененных конструкции и материалов. Полученные характеристики превзошли ожидания, а постоянное совершенствование повысило надежность оборудования.

В конце 2016 года инновационная технология была опробована на скважинах в России и дальнего зарубежья, подтвердив свою эффективность и работоспособность. Тестовые монтажи оборудования выполнены в США (30.08.2016 н/к «PAR Development»), в России (23.08.2016 н/к «Славнефть»), в Румынии (29.11.2016 н/к «OMV Petrom»), в Малайзии (02.12.2016, н/к «Петронас»).

В мае 2017 года успешно проведен запуск установки Colibri в Малайзии (н/к «Петронас», в Южно-Китайском море, вблизи острова Лабуан), а в сентябре 2017 г. ОПИ успешно завершены. По итогам проведенных испытаний технология подтвердила свою надежность, рентабельность и эффективность. Установка находится в работе, наработка на август 2018 года составляет более 400 суток. Компания Петронас планирует масштабировать технологию ColibriESP.

В начале марта 2018 г. на фонде ПАО «Оренбургнефть» впервые в мире с помощью установки 2 габарита на грузонесущем кабеле «ColibriESP» на скважине после кислотной обработки была успешно проведена операция по освоению 2-х пластов. Технология при ее выводе в серию позволит отказаться от услуг бригад КРС-ТКРС, значительно сократив затраты на персонал и оборудование.

На сегодняшний день как само оборудование, так и технология его применения не имеют аналогов в мире. Фактически одна технология позволяет решить задачу сокращения затрат при проведении исследований, освоения и эксплуатации скважин, позволяя при этом:

- осуществлять монтаж-демонтаж оборудования в 3-5 раз быстрее, чем у стандартного оборудования, что ведет к сокращению времени простоя скважин;
- существенно экономить затраты на привлечение сложного технологического оборудования (например, колтюбинговая установка для освоения скважин);
- увеличивать объемы добычи нефти без вреда для окружающей среды при спуске оборудования в горизонтальные скважины, боковые стволы, многоствольные скважины;
- эксплуатировать скважины на морских месторождениях без необходимости оснащать платформу подъемным оборудованием или привлекать монтажные суда;
- ввести в эксплуатацию простаивающий фонд ремонтных скважин;
- значительно повысить рентабельность разработки нефтяных месторождений за счет отсутствия необходимости привлекать к работам дорогостоящее оборудование и персонал.

НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ НА ПРИМЕРЕ КАРАБИКУЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Пчела К. В., Осокин А. С.

ООО «СамараНИПИнефть» (г. Самара)

Основные перспективы добычи тяжелой нефти в Самарской области связаны с ресурсами сверхвязкой нефти (СВН), преимущественно, сосредоточенные в шешминском горизонте уфимского яруса нижней перми и распространены практически по всей территории севера Самарской области.

Отличительными особенностями СВН в Самарской области являются: терригенный коллектор с хорошими фильтрационными свойствами, относительно небольшая глубина залегания – 50-400 м, крайне высокая вязкость нефти в пластовых условиях – 10 – 160 тыс. мПа*с, низкое пластовое давление, крайне низкое содержание растворенного газа. Совокупность указанных свойств обеспечивает крайне низкую подвижность нефти в пластовых условиях и позволяет исключить применение площадных методов воздействия,

традиционно используемых при разработке залежей высоковязкой нефти (обычно с вязкостью менее 1000 мПа*с).

Одной из ключевых скважинных технологий, применяемых для разработки залежей тяжелой нефти с низкой подвижностью в пластовых условиях является метод термогравитационного дренирования пласта (ТГДП или SAGD), предполагающий разбуривание залежи парами горизонтальных скважин, располагающихся параллельно одна над другой в нижней части насыщенного пласта. Данный метод широко применяется в мире и используется для извлечения сверхвязкой или битумной нефти на месторождениях Канады, США, Китая и многих других стран, в том числе и в России, где в промышленном освоении находятся 2 месторождения сверхвязкой нефти (СВН): Ярегское месторождение в республике Коми и Ашальчинское месторождение в республике Татарстан.

Освоение ресурсов СВН в Самарской области предполагается вести в несколько стадий, первая из которых предусматривает проведение опытно-промышленных работ по испытанию комплекса технологий и технических средств для подтверждения перспективности промышленной добычи на пласте У-2 Карабикуловского месторождения. На текущий момент поставлены на государственный баланс запасы СВН в размере 10,3 млн. В 2016 г. разработан и утвержден проектно-технологический документ на разработку месторождения.

В докладе представлены первые результаты работ по определению реологических свойств сверхвязкой нефти Карабикуловского месторождения, предложены методики учета данных свойств и показано их влияние на эффективность применения технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП). Основные направления совершенствования технологии ТГДП связаны с возможным переносом закачки пара в кровлю пласта и применением устройств выравнивания профиля закачиваемого пара. Также показано влияние учета неоднородности свойств нефти по разрезу залежи на показатели разработки и технологический эффект от применения предложенных технологий.

СОДЕРЖАНИЕ ФИЗИЧЕСКИ СВЯЗАННОЙ ВОДЫ В ПОРОДАХ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Родькина И. А.¹, Казак Е. С.^{1,2}

¹Московский государственный университет имени М. В. Ломоносова (г. Москва)

²Сколковский институт науки и технологий (г. Москва)

Введение. Баженовская свита (БС) распространена на площади более 1 млн. км² практически на всей территории Западной Сибири на глубинах порядка 2-3 км при мощности 15-30 м, иногда достигающей 60 м. По данным агентства Energy Information Administration (EIA, США) баженовская свита обладает наибольшим объёмом технически извлекаемых ресурсов нефти в мире. Соответственно, исследования, направленные на повышение эффективности использования её огромного потенциала, бесспорно актуальны.

При разработке пород БС нигде в скважинах не была встречена водонасыщенная или водонефтяная зона пласта, однако недавние исследования установили, что образцы керн БС содержат как свободную воду (0,42–3,65 % масс), так и физически и химически связанную [2, 3]. Исследователями показано, что наиболее оптимальным прямым методом для определения свободной воды и остаточной водонасыщенности в образцах керн БС

является метод испарения, в то время как для определения содержания физически связанной воды был предложен менее точный косвенный расчётный метод.

В данной работе представлены первые результаты определения содержания различных видов физически связанной воды прямым методом изотермы адсорбции для неэкстрагированных от углеводородов образцов БС. Исследования адсорбционных взаимодействий пород БС с водой крайне важно не только для достоверного определения количества физически связанной воды, но и при характеристике состояния поверхности, оценки смачиваемости и коэффициента гидрофобности отложений, при расчётах объёма неподвижных углеводородов, при выборе оптимальной жидкости ГРП и др.

Методика. Формирование связанной воды в горных породах происходит за счет непосредственного взаимодействия молекул воды с поверхностными адсорбционными центрами твердой фазы. Поэтому количественное изучение связанной воды удобно проводить на основе анализа изотермы адсорбции воды породой.

Изотерма адсорбции породой воды обычно строится в координатах $W=f(p/ps)$ при $T=const$ и имеет характерную S-образную форму. На изотерме по точкам перегиба выделяется три участка (начальный, средний и конечный), соответствующих последовательному формированию мономолекулярной (монослойной), полимолекулярной (полислойной) адсорбции и воды капиллярной конденсации. Таким образом, анализ экспериментально полученной изотермы для пород БС позволяет определить количественное содержание различных видов физически связанной воды [1].

Получение изотермы адсорбции для определения физически связанной воды в породах БС выполнялось гигрометрическим способом, основанном на исследовании равновесия изучаемой породы с парами воды, находящимися над образцом. Для этой цели используется так называемый эксикаторный метод.

Суть метода состоит в том, что на дно эксикатора наливают различные водные растворы электролита, над которыми в замкнутом объеме эксикатора устанавливается определенное (заранее известное) давление водяного пара p/ps . Поместив в эксикатор над уровнем раствора исследуемый образец и определив после установления равновесия его влажность при данном p/ps , получают строго заданную точку для построения изотермы.

Для получения изотермы сорбции были взяты насыщенные растворы $ZnCl_2$ (что при $20^{\circ}C$ соответствует относительному давлению паров воды p/ps равном 0,1), раствор $LiCl$ ($p/ps = 0,15$ при $20^{\circ}C$), раствор $CaCl_2$ ($p/ps = 0,32$ при $20^{\circ}C$), раствор $Ca(NO_3)_2$ ($p/ps = 0,55$ при $20^{\circ}C$), $NaCl$ ($p/ps = 0,75$ при $20^{\circ}C$), KCl ($p/ps = 0,86$ при $20^{\circ}C$), $BaCl_2$ ($p/ps = 0,90$ при $20^{\circ}C$) и H_2O ($p/ps = 1,00$ при $20^{\circ}C$)

Все эксперименты проводились с трехкратной повторностью на 19 неэкстрагированных образцах керна БС. Для исследований был использован свежий керн с 3-х различных месторождений нижневартовского свода Западной Сибири, герметично запарафинированный сразу после вскрытия колонны.

Для этого каждый образец высушивался при температуре $106^{\circ}C$ до достижения постоянной массы. Затем образцы помещались в эксикаторы с тем или иным насыщенным раствором электролита. В процессе экспериментов в эксикаторах контролировалась влажность и температура. Образцы находились там до достижения равновесного насыщения (от 14 до 24 суток для каждого раствора). Затем образцы вынимались, взвешивались и помещались в следующий эксикатор.

Обсуждение результатов и выводы. Для каждого из образцов по полученным данным были построены изотермы адсорбции. Все они имеют ярко выраженную s-образную форму. На рисунке 1 приведена обобщенная изотерма сорбции.

На всех изотермах по точкам перегиба можно выделить 3 участка, соответствующих последовательному формированию связанной воды мономолекулярной (монослойной), полимолекулярной (полислойной) адсорбции и воды капиллярной конденсации. Таким образом, анализ экспериментально полученной изотермы позволяет определить количественное содержание различных категорий связанной воды. Количество воды

монослойной адсорбции невелико и колеблется от 0,15 до 0,35 % масс, количество воды полислойной адсорбции от 0,55 до 0,84 % масс, а вода капиллярной конденсации от 0,21 до 0,55 % масс. Соответственно, наибольшее количество физически связанной воды относится к воде полимолекулярной адсорбции.

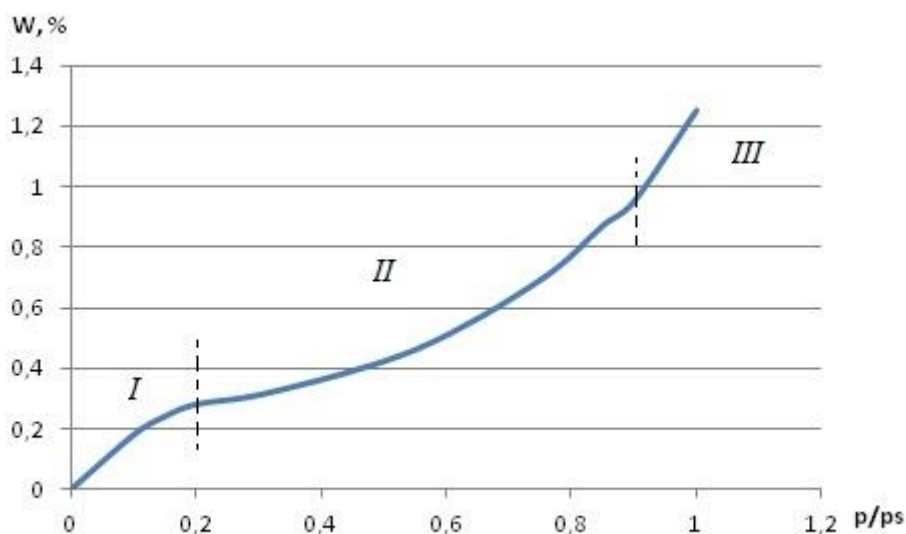


Рисунок 1 – Обобщенная изотерма адсорбции I – монослойная адсорбция, II – участок полислойная адсорбция, III – вода капиллярной конденсации (обобщение данных произведено по 19 образцам, эксперименты над каждым образцом выполнены с трехкратной повторностью)

Общее содержание физически связанной воды в образцах пород БС составляет 0,58 до 1,42 % масс.

Исходя из всего выше сказанного следует, что в результате выполненных исследований впервые удалось определить прямым методом валовое количество физически связанной воды в образцах пород БС, а также установить количество воды, соответствующее последовательному формированию её различных типов (мономолекулярной, полимолекулярной адсорбции и воды капиллярной конденсации).

Исследование выполнено за счёт гранта Российского научного фонда (проект № 17-77-20120).

Литература

1. Иваникова Н.П. [и др]. Физико-химические свойства грунтов и методы их исследования. – СПб.: Изд-во С.-Петербург. ун-та. – 1999. – 68 с.
2. Казак Е.С. [и др]. Оценка содержания остаточной поровой воды и анализ состава водных вытяжек пород баженовской свиты Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. – 2017. – Т. 4. – С. 48-52.
3. Kazak E.S. [и др]. Quantity and composition of residual pore water extracted from samples of the bazhenov source rock of West Siberia, Russian Federation // 17th International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM 2017, 29 June – 5 July, Albena, Bulgaria. 2017. – С. 829-841.

СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СКВАЖИН И МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Русаков С. В.

Пермский государственный национальный исследовательский университет (г. Пермь)

Опыт применения Методов Повышения Нефтеотдачи Пластов (МПНП) аккумулируется в общедоступных базах данных, а также базах данных нефтяных компаний, реализующих различные МПНП на разрабатываемых объектах. Такие базы данных обычно включают общую информацию об объектах разработки, средние свойства пластов и флюидов, а также эффект от применения МПНП. Статистический анализ таких баз данных может быть полезен для прогнозирования эффективности МПНП на любых объектах разработки, исходя из ограниченных данных о средних свойствах пластов и флюидов, которые всегда доступны как для старых, так и для новых месторождений.

Группой ученых ПГНИУ предложена, реализована и опробована на данных реальных месторождений система поддержки принятия решений, которая позволяет прогнозировать эффективность МПНП для нового объекта, не включенного в исходную базу данных реализованных МПНП. В основу экспертной системы положены методы многомерного статистического анализа. Авторами разработан программный комплекс, позволяющий провести кластеризацию исходного набора данных и оценить качество этой кластеризации. Кластеризация проводится методом К-средних по 6-ти представительным параметрам объекта разработки (свойствам пластов и флюидов). Кроме того, для каждого объекта исходных данных предполагается известными МПНП и коэффициент извлечения нефти, которые в кластеризации не участвуют.

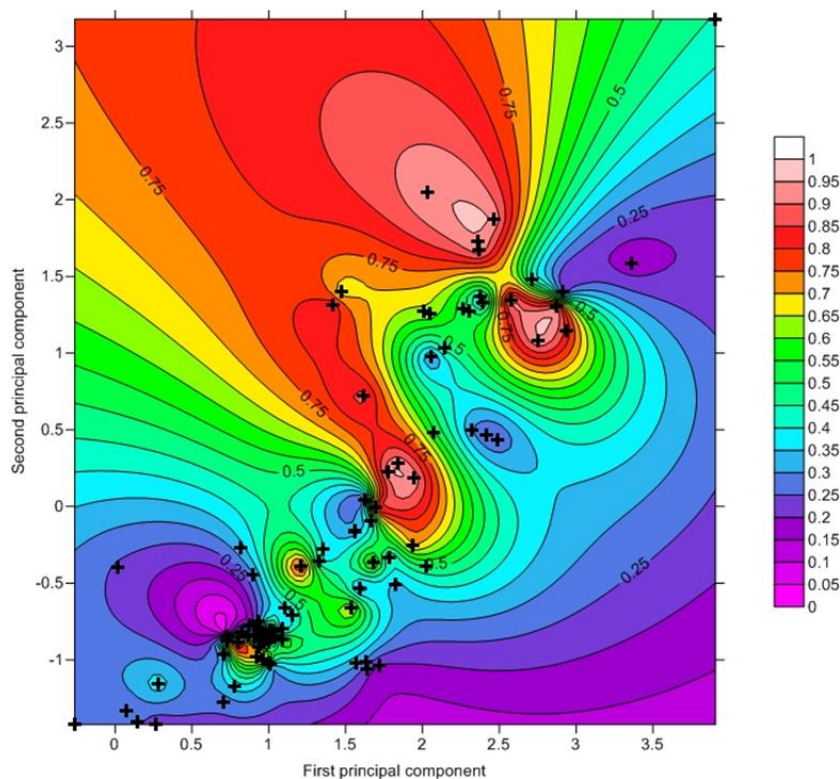


Рисунок 1 – Двумерное представление коэффициента извлечения нефти, построенное по тестовой базе данных

После проведения кластеризации, при включении нового объекта во множество

данных решается задача отнесения его к тому или иному кластеру с оценкой качества этого отнесения, при этом используется метод дискриминантного анализа. В результате для нового объекта появляется возможность прогнозирования коэффициента извлечения нефти в зависимости от МПНП, которое осуществляется с помощью многомерной интерполяции методом обратных взвешенных расстояний. Для визуализации полученных результатов используется проекция 6-и мерного пространства параметров на двумерную плоскость, реализованная на основе метода главных компонент (см.Рис.1). Результаты тестовых испытаний продемонстрировали работоспособность предложенной системы и возможность ее применения в практике прогнозирования эффективности МПНП.

ПЕРСПЕКТИВЫ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ

Мещеряков К. А., Окромелидзе Г. В., Фефелов Ю. В., Сунцов С. В., Мальков Ю. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Многие месторождения Пермского края находятся на поздней стадии разработки и остаточные извлекаемые запасы не рентабельно разрабатывать скважинами с эксплуатационной колонной 168 мм. В связи с этим снижение стоимости буровых работ особенно актуально.

Пермские нефтяники давно оценили актуальность строительства СМД для вовлечения в разработку остаточных извлекаемых запасов нефти. Уменьшение диаметров обсадных колонн и снижение грузоподъемности буровой установки ведет к сокращению стоимости строительства скважины до 25% [1]. Сегодня к строительству СМД во многих нефтегазодобывающих регионах проявлен повышенный интерес, т.к. появилась возможность снижения стоимости работ не только при эксплуатации, но и на стадии разведки. Техничко-технологических затруднений при строительстве СМД в настоящее время нет [2].

В рамках опытно-промышленных работ в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2010 г. была пробурена первая СМД и подтверждена ее экономическая целесообразность. С 2011 г. ведется эксплуатационное бурение. СМД строятся на каширские, верейские и башкирские отложения. В 2014 г. пробурена первая наклонно-направленная СМД с горизонтальным окончанием (ГСМД). Принципиальным отличием бурения ГСМД от конструкции стандартных горизонтальных скважин является то, что из-под технической колонны и до проектного забоя ствол скважины бурится одним диаметром долота 146 мм. Эксплуатационная колонна спускается на кровлю продуктивного пласта и цементируется до устья. В горизонтальном стволе при необходимости размещается фильтр. Преимуществами ГСМД являются снижение сроков и стоимости работ при том, что длина и диаметр горизонтального ствола соответствуют традиционной конструкции при эксплуатационной колонне 168 мм.

Экономическая целесообразность была рассчитана и для строительства многозабойной СМД (МЗСМД). На этапе проектирования ГСМД и МЗСМД необходимо было учесть следующие риски: устойчивость терригенных отложений надпродуктивной части разреза, возможной разнице пластовых давлений в продуктивной и надпродуктивной частях, поглощениями в надпродуктивной части, затяжками инструмента в интервалах интенсивного набора зенитного угла. Разработанные мероприятия позволили в 2017 г. в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» позволили успешно пробурить первую МЗСМД. Проектный

горизонт – башкирский. Коридор проводки стволов 3-4 м. Общая протяженность трех горизонтальных стволов – 1041,6 м (рис.). Коммерческая скорость строительства составила 1563 м/ст. мес. при проектной – 1439 м/ст. мес. Начальный дебит нефти МЗСМД в 3,2 раза превышает дебит окружающих наклонно-направленных СМД и в 1,8 раза – ГСМД. Анализ динамики дебитов СМД показал, что темпы падения дебитов СМД и ГСМД сопоставимы с аналогичными конструкциями скважин стандартного диаметра.

В настоящее время на месторождениях Пермского края пробурено около 90 СМД. По результатам бурения были пересмотрены технико-технологические решения для строительства СМД, которые позволили дополнительно на треть сократить затраты на строительство скважин.

В связи с тем, что достигнуто дополнительное существенное снижение стоимости СМД, необходимо пересмотреть критерии минимальных рентабельных дебитов нефти для скважин разной архитектуры, технико-технологической оценки бурения СМД на более глубокие горизонты тульско-бобриковские и турнейские, а также внедрение оборудования для одновременно-раздельной добычи (ОРД).

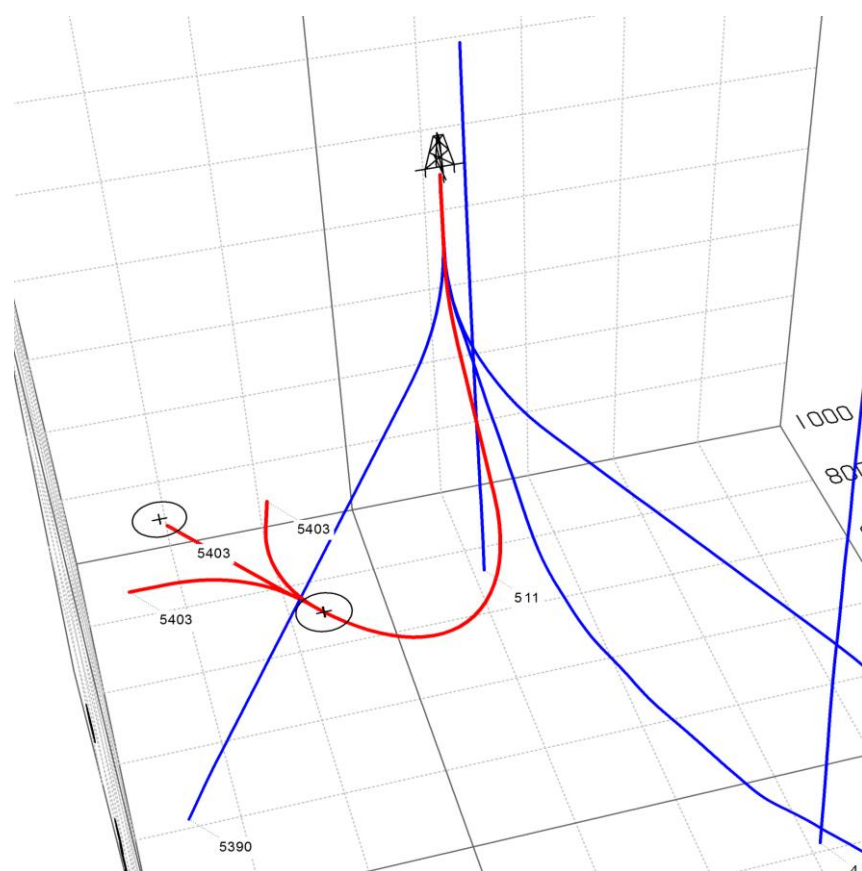


Рисунок – Профиль МЗСМД

В связи с ухудшением структуры остаточных извлекаемых запасов нефти и новыми возможностями в области добычи (малогабаритные ЭЦН, канатная штанга, ОРД для колонн 102-114 мм) доля строительства СМД будет только увеличиваться в общем объеме бурения. Отраслевой программой развития активов ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» планируется бурение 839 СМД до 2035 г. Также СМД может заменить строительство боковых стволов, которые имеют значительную длину ствола – до 1000 м, зенитный угол более 70° и требуют применения дорогостоящего бурового раствора на углеводородной основе. В сравнении с боковым стволом СМД позволит исключить отрицательные моменты с негерметичностью и непрохождением КНБК в материнской колонне и осложнениями, связанными с затяжками инструмента в интервалах интенсивного набора зенитного угла. В целом

строительство СМД является энергоэффективным, т.к. позволяет вовлекать в добычу остаточные извлекаемые запасы при этом идет экономия металлоемкости, хим. реагентов, объемов утилизации отходов бурения, транспортных затрат, электроэнергии и рабочей силы.

Литература

1. Мещеряков К.А., Яценко В.А., Ильясов С.Е., Окроелидзе Г.В. Бурение скважин малого диаметра как способ снижения затрат при строительстве эксплуатационных и разведочных скважин // Территория НЕФТЕГАЗ. – № 10. – 2013. – С. 62-65.

2. Мещеряков К.А., Ильясов С.Е., Окроелидзе Г.В., Яценко В.А. Бурение бокового ствола из скважины малого диаметра // Нефтяное хозяйство. – № 8. – 2015. – С. 45-47.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ПЕРСПЕКТИВНЫХ МЕСТ ЗАЛОЖЕНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН (SWEET SPOTS) НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЛАНЦЕВОЙ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ПЕТРОУПРУГОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ 3D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Саркисов Г. Г.

ООО Петротрейс (г. Москва)

Одним из способов повышения экономической эффективности разработки сланцевых месторождений является первоочередное бурение эксплуатационных скважин в зоны с потенциально наиболее высокими дебитами. Основными факторами, характеризующими подобные зоны (sweet spot) являются

- повышенное содержание органического вещества (ТОС);
- увеличенное поровое давление (АВПД);
- повышенная пористость;
- условия для формирования обширной зоны трещиноватости (Stimulated Rock Volume – SRV) при проведении ГРП.

В докладе рассмотрен комплексный подход, позволяющий численно оценить значения первых двух факторов (АВПД, ТОС) на основе результатов динамической интерпретации данных сейсморазведки при условии её комплексирования с петроупругими моделями на основе скважинных данных.

Ключевыми компонентами подхода являются ввод поправок в скорости продольных волн за влияние органического вещества и расчёт концентрации органического вещества на основе данных плотности. Прогноз порового давления осуществляется стандартным методом на основе скоростей продольных волн, но с учётом поправки за ТОС. При это все расчёты калибруются по скважинным данным, после чего применяются к результатам сейсмической инверсии для получения трёхмерных полей ТОС, порового давления и упругих модулей.

Финальной проверкой корректности применения метода является построение трёхмерной геомеханической модели и её тестирование по «слепым» скважинам.

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ТОЧЕЧНОГО ПРОГРЕВА СКВАЖИНЫ УТПС-ELKAM

Уткин М. С., Нечаев И. А.

ООО «ЭЛКАМ» (г. Пермь)

Установка точечного прогрева производства компании «ЭЛКАМ» предназначена для точечного и равномерного прогрева скважинного флюида в области нагнетания насоса с целью снижения вязкости скважинного флюида и растворения асфальтосмолопарафиновых отложений (далее АСПО) в клапанных парах.

Основные функции, которые выполняет данное оборудование:

- обогрев зоны под нефтяным добывающим насосом;
- снижение вязкости скважинной жидкости;
- защита насоса от образования АСПО и влияния высоковязких эмульсий (далее

ВВЭ).

Критерии применимости оборудования представлены в таблице №1.

Таблица 1 – Критерии применимости УТПС-ELKAM.

№ п.п.	Параметр	Значение
1	Габаритный размер обсадной колонны	114/146/168
2	Глубина спуска оборудования, м	не более 2500
3	Дебит жидкости, м3/сут	не более 100
4	Температура жидкости в пласте, °С	не более 50
5	Осложняющие факторы в скважине	АСПО / ВВЭ
6	Кинематическая вязкость жидкости, сСт	не более 250

В состав установки точечного прогрева УТПС-ELKAM входит следующее оборудование:

- станция управления;
- трансформатор ТМПН;
- нагреватель погружной;
- кабель нефтепогружной.

Устройство точечного прогрева устанавливается под насосом в зону, в которой необходимо произвести принудительный прогрев скважинного флюида.

Преимущества установки:

- равномерный прогрев жидкости под насосом до 80°С (допустимая температура позволит исключить образование солей и нагаров на корпусе оборудования);
- блочная сборка нагревателя (основной и дополнительные модули длиной по 10 метров);
- контролируемый нагрев жидкости в зоне прогрева;
- стандартный и простой принцип работы с оборудованием позволит рабочему и технологическому персоналу легко освоиться при монтаже и эксплуатации оборудования.

От внедрения технологии точечного прогрева УТПС-ELKAM нефтедобывающая компания получает следующие выгоды:

- 1) сокращение затрат на технологическое обслуживание скважины;
- 2) надежная работа установки;
- 3) увеличение срока службы ГНО;
- 4) исключение отказов насосного оборудования по причине срыва подачи из-за отложения парафинов на рабочих органах;
- 5) увеличение добываемой жидкости на осложненном фонде (АСПО, ВВЭ).

**ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ЦИКЛ МОДЕЛИРОВАНИЯ ОТ ОБРАБОТКИ ДАННЫХ
СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ДО ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ И ОПТИМИЗАЦИИ
СИСТЕМЫ СБОРА И ТРАНСПОРТА**

Болотник Д. Н.

ООО Петротрейс (г. Москва)

Нефтегазовые активы, вводимые в разработку в последние годы, отличаются сложным геологическим строением, высокими затратами и относительно невысокой плотностью разведочных скважин. Ключевыми факторами их успешного изучения и проектирования являются:

- извлечение максимума информации из данных 3D сейморазведки;
- увязка результатов сейсмической интерпретации со всеми имеющимися на месторождении скважинами;
- использование технологий детального стохастического геологического моделирования;
- построение интегрированных фильтрационных моделей пласт – скважина – поверхность;
- оценка и минимизация рисков с учётом неопределённостей, возникших на всех перечисленных выше этапах.

Реализация этих технологий при традиционном подходе к моделированию, когда этапы (обработки сейсмических данных, интерпретации сейсмических данных, интерпретации данных ГИС, геологическое моделирование, фильтрационное моделирование, моделирование поверхностной инфраструктуры) разделяются между собой и выполняются строго последовательно.

Специалисты компании Петротрейс разрабатывают и реализуют на практике интегрированный подход к моделированию месторождений, объединяющий все этапы от обработки сейсмических данных до моделей пласт – скважина поверхность и оптимизации в условиях неопределённости. В докладе обозначены основные принципы предложенного подхода, а также рассмотрено его применение для крупного газового месторождения. Для данного месторождения проводились комплексные работы по оценке и оптимизации актива с учётом всех ключевых неопределённостей на основе всех имеющихся данных (скважины, 3D сейморазведка, данные о разработке месторождений аналогов) были предложены оптимальные решения по количеству скважин, расположению платформ и транспортировке продукции.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МОДЕЛИРОВАНИЮ ТРЕЩИНОВАТОСТИ

Зайцев О. Ю.

Компания Шлюмберже (г. Москва)

На сегодняшний день коллектора трещинного типа представляют достаточно большой интерес с точки зрения разработки месторождений, так как даже при низких

фильтрационно-емкостных свойствах матрицы породы система трещин может локально обеспечивать повышенную проницаемость и, как следствие, высокую продуктивность добывающих скважин.

Однако изучение естественной трещиноватости пород и эффективное прогнозирование свойств пласта на удалении от пробуренных скважин требует с одной стороны применения специальных исследований, а с другой стороны постоянного развития технологий и алгоритмов, которые позволят максимально точно описать систему трещин в изучаемом пласте, а главное – ее влияние на фильтрационно-емкостные свойства коллектора и процесс разработки месторождения в целом. Неоднородность распространения трещин в пласте не позволяет использовать традиционные инструменты 3D геологического моделирования и требует комплексного исследования объекта, включающего специальный анализ сейсмических и скважинных данных, истории геологического развития региона, а также природы формирования естественной трещиноватости в каждом конкретном случае.

В данном докладе рассматриваются современные подходы к моделированию трещиноватости и программные решения, позволяющие проанализировать доступную информацию и воспроизвести систему трещин в цифровом виде для того, чтобы на основе 3D модели выделить наиболее перспективные области для заложения отдельных скважин и с учетом гидродинамических расчетов сформировать эффективный план разработки месторождения.

ОПЫТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ИНТРОСКОПА MFDI-2Z С УЧЕТОМ ЧАСТОТНОЙ ДИСПЕРСИИ ИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СВОЙСТВ

Истратов В. А.¹, Перекалин С. О.¹, Гуляев П. Н.², Мазитова И. К.³

¹ООО «Радионда» (г. Москва)

²ООО «ПИТЦ «Геофизика» (г. Пермь)

³РГГРУ (г. Москва)

Метод многочастотной диэлектрической интроскопии ДИМЧ (MFDI) основан на зависимости поглощения электромагнитной энергии от электрических свойств пород в около скважинном пространстве [1]. Источником гармонического сигнала является автономный скважинный передатчик, нагруженный на осевую электрическую антенну. На некотором расстоянии L от передатчика, называемым разносом установки, располагается скважинный приемник с электрической антенной такой же конструкции. Двух зондовая аппаратура «ДИМЧ-2Z» (изготовитель ООО «Тулский Геофизический Центр») содержит два приемных устройства, расположенных на фиксированных расстояниях от излучателя - L1 и L2.

Измерения проводятся на 50-ти частотах в диапазоне 1.25 – 50 МГц с шагом 1 МГц в режиме поточечной записи. Измеряемыми величинами являются: нормированные на излучаемый ток амплитуды сигнала на выходе каждой приемной антенны (A1, A2). На выходе излучателя установлен датчик, позволяющий регистрировать входное сопротивление и сдвиг фаз между током и напряжением на входе излучающей антенны, которые зависят от электрических свойств среды непосредственно в точке расположения излучающей антенны. Поэтому скважинный излучатель является дополнительным «микрозондом», так как параметры излучения используются при обработке.

Во избежание прямых наводок от излучателя на приемники, связь между ними осуществляется по оптоволоконному каналу. Питание скважинных приборов автономное.

На каждой точке (глубине) в течение 20-30 секунд проводятся измерения 250 параметров, которые по оптическому каналу через диэлектрическую развязку передаются по каротажному кабелю на поверхность, где регистрируются с помощью компьютера. Вся установка с заданным шагом перемещается по скважине, позволяя изучать электрические свойства пород в естественном залегании [2].

Обработка данных выполняется в сертифицированной программе MFDI Solver (RU 2017615802), разработанной ООО «Радионда» [3].

Проведение измерений на 50 частотах обеспечивает возможность одновременного определения нескольких независимых параметров. Результатом первого этапа обработки является вычисление двух интерпретационных параметров $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$, которое осуществляется в автоматическом режиме одновременно на всех измеренных частотах путем минимизации функционала между теоретически рассчитанной частотной зависимостью поля и экспериментально измеренной. Влияние диэлектрической проницаемости среды на измеряемое поле начинает проявляться с 5 МГц и увеличивается с увеличением частоты поля, чем и определяется выбранный для измерений диапазон рабочих частот. Однако, существенным осложняющим фактором является явление частотной дисперсии электрических свойств гетерогенных сред.

В новом пакете «Solver» возможно использование различных графов обработки данных MFDI. Одна из ветвей программы предусматривает решение системы уравнений с одновременным определением электрического сопротивления пород, диэлектрической проницаемости и коэффициентов частотной дисперсии этих параметров, обусловленных структурой коллектора. По вычисленным коэффициентам дисперсии определяется показатель степени в уравнении Арчи, который далее используется для вычисления коэффициента водонасыщения коллекторов. Конечным интерпретационным параметром MFDI является коэффициент углеводородного насыщения коллекторов, а промежуточными параметрами: диэлектрическая проницаемость пласта, удельное сопротивление пласта, коэффициенты частотной дисперсии и показатель степени в уравнении Арчи.

При необходимости количественного учета изменения диаметра скважины, обработка проводится по алгоритму двуслойной среды с привлечением данных кавернометрии.

Контроль и учет изменения сопротивления бурового раствора проводится с помощью измеренных значений комплексного сопротивления излучающей антенны (Z_a).

Оценка влияния зоны проникновения проводится путем сопоставления значений $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$, вычисленных по измерениям на малом и большом разносах установки.

Для **интерпретации** используются результаты обработки, представленные в виде:

- диаграмм частотных спектров для каждого из двух разносов ($\ln(E_z 2м)$), $\ln(E_z 3.5м)$) и градиент-зонда $\ln(E_z 2м/3.5м)$, в которых по вертикальной оси отложена глубина, по горизонтальной – рабочие частоты, а цветом дана интенсивность измеренного поля в значениях $\ln(E)$ (рис. 1);

- графиков значений $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$, вычисленных в автоматическом режиме;
- графиков измеренных значений сопротивления излучающей антенны (Z_a) и фазы F_i ;
- вычисленные значения коэффициентов частотной дисперсии K_{disp} $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$.

Дополнительной информацией, используемой при интерпретации, являются данные РК (ГК, НКТб, ГК), кавернометрия и коэффициенты пористости (K_p), вычисленные по ГИС.

Интерпретация проводится в следующей последовательности.

1. По частотным спектрам выделяются основные комплексы пород, слагающие исследованный интервал и намечаются интервалы коллекторов.
2. Проводится оценка влияния скважины по измеренным значениям (Z_a).
3. Определяются коэффициенты частотной дисперсии $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$.
4. Рассчитываются значения $\rho_{эфф}$ и $\epsilon_{эфф}$ с учетом их частотной дисперсии.

5. По данным MFDI и РК уточняются интервалы коллекторов.
6. Вычисляются коэффициенты водонасыщения K_v (с учетом K_p) и делается заключение о характере насыщения.

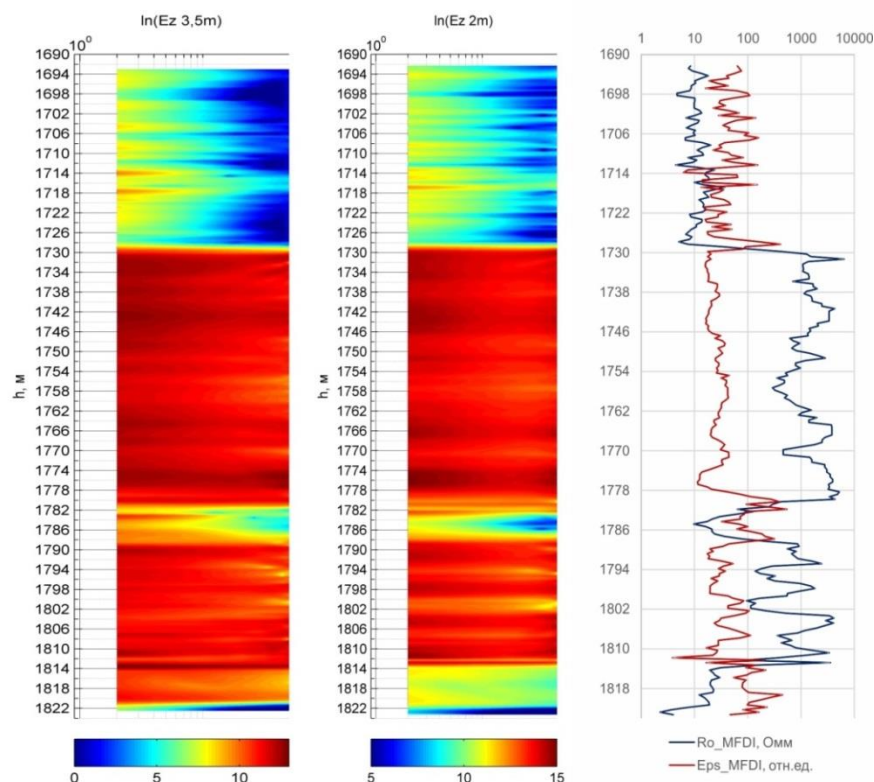


Рисунок 1 – Диаграммы частотных спектров и графиков значений $\rho_{\text{эфф}}$ и $\epsilon_{\text{эфф}}$

В качестве примера в таблице 1 приведены результаты по одной из нефтяных скважин, в которой основной задачей являлось выделение газонасыщенных коллекторов.

Таблица 1 – Характеристика пластов коллекторов

Литотип	№	Интервал, м			Ro_2m, Ом	Eps_2m, отн.ед.	Disp Ro_2m	Кэфф_м	Кп	Кв	Кн по MFDI	Насыщение MFDI
		кровля	подшва	мощность								
Терригенные (I литотип)	1	1865	1871.7	6.7	1.2	813.0	0	1.3	0.16	0.54	0.46	вода
	2	1884	1885.2	1.2	9.6	5.0	0.03	1.4	0.14	0.20	0.80	нефть
	3	1885.2	1886.2	1	7.7	3.0	0.06	1.5	0.12	0.30	0.70	нефть с газом
	4	1893	1894.4	1.4	2.9	223.2	0.29	2.2	0.15	0.85	0.15	вода
	5	1920.2	1921.6	4.1	8.7	1.5	0.09	1.6	0.11	0.33	0.67	газ
	6	1921.6	1922.6	1.8	6.4	2.3	0.05	1.3	0.12	0.26	0.74	газ
	7	1925.8	1926.4	0.5	8.1	1.9	0.09	1.6	0.12	0.31	0.69	газ
	8	1931.7	1932.2	2	3.5	320.4	0.26	2.1	0.13	0.80	0.20	вода
Карбонатные (II литотип)	9	1940	1940.8	0.5	9.3	21.5	0	1.3	0.09	0.33	0.67	нефть
	10	1946.5	1948.1	1.5	10.0	12.3	0	1.3	0.09	0.32	0.68	нефть
	11	1948.8	1950.1	2.4	8.4	14.9	0	1.3	0.10	0.33	0.67	нефть
	12	1950.1	1951.4	2.9	8.7	11.4	0	1.3	0.09	0.35	0.65	нефть
	13	1951.4	1952.4	1.1	8.7	4.3	0.02	1.4	0.13	0.30	0.70	нефть
	14	1952.4	1953.6	0.6	8.1	12.5	0	1.3	0.09	0.36	0.64	нефть
	15	1953.6	1954.7	0.8	8.1	16.5	0	1.3	0.15	0.26	0.74	нефть

Как видно из таблицы, вычисленные по MFDI значения K_n позволяют уверенно отделить углеводородное и водное насыщение коллекторов. Наличие именно газа в коллекторах теоретически должно отражаться в пониженных значениях диэлектрической проницаемости. В таблице 1 наименьшими значениями диэлектрической проницаемости в диапазоне 1,5 – 3,0 отмечены пласты № 5, 7, и 6, в которых получены и несколько

повышенные значения K_{disp} (0,05 -0,09). Эти два параметра вычисляются независимо и в совокупности могут служить критерием для оценки газонасыщения коллекторов.

Результаты применения MFDI, полученные за последние 5 лет на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» для определения нефтенасыщения терригенных и карбонатных коллекторов, вскрытых бурением на ИЭР и в скважинах, обсаженных СПОТ, а также исследования MFDI, выполненные в доманиковых отложениях, в Западной Сибири и Республике Коми в 2018 г. в рамках политики импортозамещения компаний ГАЗПРОМ и РОСНЕФТЬ, позволяют отметить следующие основные отличия и преимущества данного метода перед другими методами измерения электрических характеристик в разрезе скважин:

- снимаются ограничения, связанные с использованием буровых растворов на нефтяной основе, пресноводном заводнении и наличии стеклопластиковых обсадных труб;
- размеры зондов повышают глубину исследований и возможность оперировать понятием неизменная часть пласта;
- комплексная интерпретация с данными СИК позволяет количественно сопоставлять продольное и поперечное сопротивление и оценивать электрическую анизотропию пласта;
- возможность определения диэлектрической проницаемости пласта, прямо характеризующую характер насыщения;
- вычисление коэффициентов частотной дисперсии электрических свойств пласта, зависящие от строения коллектора (извилистости водной фазы), позволяет соотнести их с параметром m из уравнения Арчи и, по известному значению K_p , определить K_v .

В целом, метод MFDI лучше приспособлен для низко пористых коллекторов в карбонатных разрезах и буровых растворов на нефтяной основе, т. к. в первом случае возникают затруднения у индукционного каротажа, а во втором - у БК.

Основным направлением совершенствования метода является разработка амплитудно-фазовой аппаратуры MFDI-2ZAF и соответствующих алгоритмов обработки. Это позволит поднять точность определения диэлектрической проницаемости и параметров частотной дисперсии, а также вертикальное разрешение метода.

Литература

1. Истратов В.А., Перекалин С.О., Губина А.И., Гуляев П.Н. и др. Опыт использования комплекса электромагнитных методов каротажа для определения характера насыщения коллекторов в условиях заводнения, инвертных буровых растворов и стеклопластиковых обсадных труб // Журнал «Каротажник». – Выпуск 10(256). – Тверь, 2015. – С. 44-53.

ЭВОЛЮЦИЯ ЦИФРОВЫХ СИСТЕМ СВЯЗИ НА ПРОИЗВОДСТВАХ. АНАЛИЗ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ И ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННОЙ МОДЕЛИ

Кочетков В. А.

ООО «Коммуникации» (г. Санкт-Петербург)

Важнейшее значение в построение промышленной безопасности на объектах нефтегазового сектор занимают решения в области организации систем оперативно-технологической связи и громкого оповещения. Цифровые системы технологической связи позволяют сотрудникам нефтегазового предприятий незамедлительно решать требующие

мобильности и быстроты реагирования производственные задачи и обмениваться информацией для обеспечения скоординированных действий.

Двусторонняя громкоговорящая, диспетчерская, командно-поисковая подсистемы, системы оповещения и селекторных совещаний, а также радиосвязь, наиболее востребованные на любых производственных предприятиях, должны быть взаимосвязаны и интегрированы в единую систему промышленной связи.

Сама система цифровой оперативной связи строится по децентрализованному или централизованному принципу. При построении **централизованной системы** все оконечные устройств, подключенные для установления связи на производстве, по проводным линиям соединяются с центральным коммутатором, который устанавливается в диспетчерской и является «сердцем» всей системы (рис. 1).



Рисунок 1 – Централизованная система

Расширение систем связи происходит совместно с расширением предприятия. Но при этом в рамках расширения системы накладываются определенные ограничения — по кабельным линиям связи и лимиту оконечных устройств, которыми возможно нагрузить процессор (рис. 2).

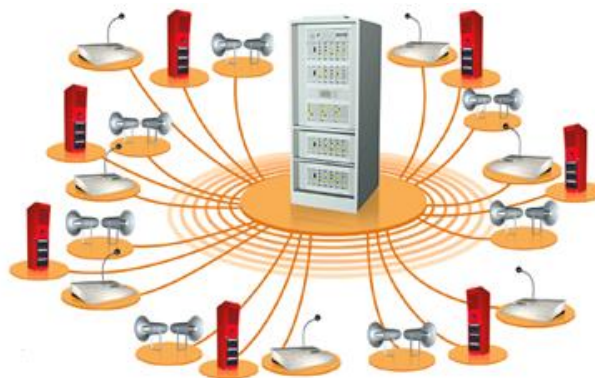


Рисунок 2 – Расширение централизованной системы

В ситуации, когда центральный коммутатор выходит из строя, связь теряется со всеми элементами сети (рис. 3). Установка резервного коммутатора при этом не является универсальным решением. При выходе из строя центрального вся нагрузка переходит на резервный коммутатор. Но в большинстве случаев оба коммутатора на нефтегазовом производстве размещены в одной серверной, поэтому при крупных авариях и возгораниях серверной, выгорает все оборудование полностью, в том числе и резервный коммутатор. Выход из строя всей системы влияет на операционную деятельность и влечет за собой большие убытки.



Рисунок 3 – Централизованная система. Выход из строя коммутатора

При внедрении цифровой **децентрализованной системы связи**, фактически, финансовые затраты значительно сокращаются. Экономия бюджета в итоге может составить до 35% при сроке окупаемости около двух лет, что связано с отличным от централизованной системы принципом построения.

Основное преимущество децентрализованных систем связи, построенной на технологии VoIP, заключается в отсутствии единой точки отказа (рис 4). При любых внештатных и аварийных ситуациях, например, аварии на главном коммутаторе или обрыве кабеля, компоненты системы продолжают бесперебойное функционирование.

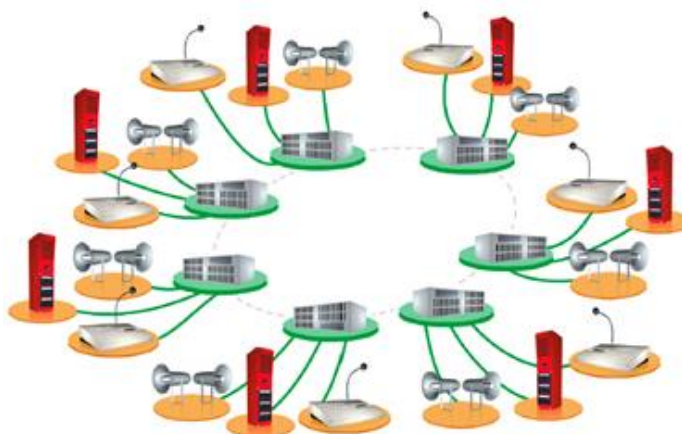


Рисунок 4 – Децентрализованная система

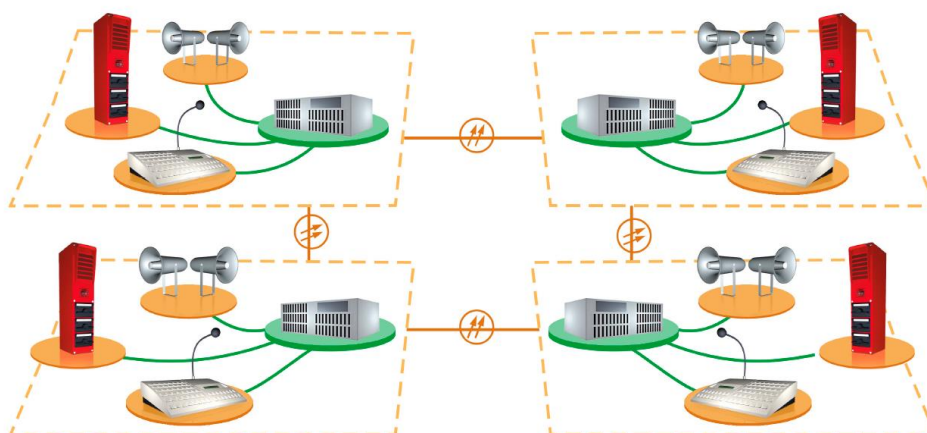


Рисунок 5 – Децентрализованная система

Каждый производственный цех в децентрализованной системе технологической связи является самостоятельным элементом с собственным управляющим модулем, позволяющим обеспечить связью свой отдельный участок. Но при этом все они объединены в единую систему связи на производстве посредством оптоволоконной сети (рис. 4, 5).

Преимуществом является простота в построении, масштабировании и управлении системой. Стабильную работу децентрализованной системы обеспечивает и дублированное интерфейсное подключение, гарантируя полную работоспособность оборудования. IP технологии позволяют выносить оборудование в любую точку земного шара и управлять им на любых расстояниях.



Рисунок 6 – Интеграция системы

Нефтегазовые предприятия отличаются друг от друга по технологии производства и назначению, степени сложности организации производства и уровнем технического оснащения. Не всегда на производстве требуется внедрение децентрализованной системы технологической связи. Но важно, цифровые технологии связи не стоят на месте, они постоянно развиваются и улучшаются. Инновационные технологии связи нацелены на повышение качества выпускаемой продукции и совершенства самой производственной сферы.

РОЛЬ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СОПРОВОЖДЕНИИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Крюков М. А., Грицай И. А.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Москва)

Одним из направлений программы по повышению операционной эффективности группы компаний «ЛУКОЙЛ» является реализация концепции «Интеллектуальное месторождение», представляющей собой совокупность организационных, технологических и информационных решений для управления активами (месторождениями и промыслами) в нефтегазодобывающих обществах, построенных на базе формализованных моделей бизнес-процессов, операционной модели предприятия и интегрированной модели актива.

Решение «Интегрированное моделирование» является одним из основных элементов данной концепции, позволяющее обеспечить повышение эффективности добычи нефти и газа за счет:

- определения реального потенциала добычи;
- выявления узких мест и возможностей по увеличению потенциала месторождения
- планирования уровней добычи на основе оптимизационных сценариев;
- обеспечения точности прогнозирования производственных показателей;
- мониторинг и оценка текущих показателей добычи углеводородов с учетом рисков.
- сокращения потерь.

С целью максимизировать ценность от применения интегрированной модели в компании ЛУКОЙЛ приняты следующие принципы эксплуатации интегрированных моделей.

1. В зависимости от уровня сложности месторождения и степени подготовленности НГДО применяется интегрированная модель, состоящая из различных компонентов.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» была разработана методика оценки месторождений на предмет целесообразности построения интегрированных моделей. Специалистами на первом этапе был проведен экспресс анализ 474 месторождений, из них 206 рекомендовано к детальной оценке, в результате рекомендовано к построению ИМ по 93 месторождениям, что составляет 20% от общего количества.

Для месторождений с высокой сложностью и подготовленностью НГДО рекомендовано построение полной интегрированной моделью в составе ГГДМ, скважины, система сбора для оценки взаимовлияния параметров эксплуатации пласта и поверхностной инфраструктуры на долгосрочном горизонте.

Для месторождений с высокой неопределенностью по геологическому строению, а также для принятия оперативных решений предложено построение интегрированной модели добычи, включающей вместо ГГДМ упрощенную модель пласта.

2. Интегрированная модель является совместным инструментом НГДО и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».

Грамотное распределение обязанностей и целей использования интегрированной модели позволяет обеспечить эффективность применения данного инструмента в условиях в условиях ограниченного количества высококвалифицированных специалистов. ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» в лице Центра компетенций – отдела оптимизации добычи - отвечает за развитие данного направления в группе компании ЛУКОЙЛ, филиалы ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» реализуют построение интегрированных моделей для НГДО, расчеты на моделях в среднесрочном и долгосрочном циклах планирования и поддержку деятельности НГДО. НГДО осуществляют актуализацию моделей добычи и применяют интегрированные модели в операционной деятельности для расчета технологических режимов работы скважин и оборудования, планирования ОТМ и недоборов. Все эти действия позволяют сформировать интегрированный план, который учитывает множество факторов, влияющих на эффективность процесса добычи и позволяет достигать утвержденных планов.

3. Применение интегрированной модели на различных стадиях развития месторождений, начиная от концептуального проектирования и заканчивая поздней стадией эксплуатации месторождения.

На ранних стадиях эффект достигается за счет применения упрощенных интегрированных моделей и отработки на них множества сценариев развития актива. Преимущество данного подхода в мгновенном учете изменений разных вариантов разработки на загруженности наземной инфраструктуры, что в конечном итоге позволяет

выбрать сбалансированную систему, исходя из более объективно оцененного потенциала пласта.

В ходе эксплуатации месторождения меняется характеристика добываемой продукции, увеличивается обводненность, меняется газовый фактор. Все это сказывается на инфраструктуре. Интегрированная модель является инструментом для выявления узких мест и поиска наиболее эффективных оптимизационных решений по разработке месторождений и эксплуатации глубинно-насосного оборудования, с учетом реального потенциала скважин.

Для новых месторождений основным эффектом применения интегрированного моделирования является возможность объединения большого количества информации от различных подразделений, выполнение анализа рисков взаимовлияния скважин. Для зрелых месторождений акцент делается на процессах оптимизации добычи и выявления возможностей по увеличению потенциала.

Данный подход разработан на основе опыта внедрения инструментов интегрированного моделирования на российских и зарубежных месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ», полученного с 2013 года. С 2016 года подпроект «Интегрированное моделирование» перешел в фазу эксплуатации, в рамках которой подход закреплён в нормативно-методической документации общества. За время действия проекта интегрированные модели построены для 24 месторождений, общий эффект от проведения мероприятий, обоснованных на интегрированных моделях составил 2,4% дополнительной добычи нефти.

НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ МИКРОАНАЛИЗА ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНОВ

Кузнецов Г. Б.

ООО «Брукер» (г. Москва)

Компания «Брукер» (Bruker Nano GmbH) уже более 20 лет разрабатывает оборудование для спектральных методов анализа поверхности и, в частности, кернов.

Мы разрабатываем как новые приборы, так и специализированное программное обеспечение для анализа в добывающей отрасли. В настоящее время анонсировано программное обеспечение, позволяющее проводить исследования, классифицировать и картировать по: элементам/минералам/соединениям поверхность анализируемого образца.

На сегодняшний день мы рады представить вам:

- новую линейку оборудования для микроанализа и электронной микроскопии;
- новую линейку микрорентгенофлуоресцентных спектрометров;
- программное обеспечение AMICS для анализа геологических, минералогических образцов, кернов. Данным программным обеспечением оснащаются обе линейки оборудования.

В области исследования поверхности методами электронной микроскопии компанией разработана новая концепция все-в-одном (четыре приставки микроанализа, которыми можно оснастить электронный микроскоп):

- ЭДС спектрометры Quantax XFlash (6-го поколения) – элементный анализ с энергетическим разрешением до 121 эВ!;

- ВДС спектрометры Quantax XSense – элементный анализ с энергетическим разрешением до 4,6 эВ (Si Kalfa);
- ДОО спектрометры - высокого разрешения и высокой скорости Quantax Crystalyne;
- Микрофокусный рентгеновский источник Quantax XTrace (пределы обнаружения с ЭДС спектрометром до 10ppm!).

Данные приставки позволяют наиболее полно использовать электронный микроскоп как аналитический инструмент, получать информацию об элементном, структурном составе вещества, плотности, пористости и др. свойствах.

В области исследования поверхности рентгеноспектральными методами компанией Bruker Nano GmbH представлены обновления рентгенофлуоресцентных спектрометров (с коллимацией пучка): MISTRAL M1, TORNADO M4 – новое программное обеспечение для анализа многослойных образцов, электролитов и др.

И новая разработка – микрорентгенофлуоресцентный спектрометр без камеры образцов: Jetstream M6 – максимальная сканируемая поверхность – 800x500 мм!

Все эти приборы дают информацию с локальной области от нескольких мм до десятков нанометров и позволяют снимать так называемые «гипер-карты», т.е. проводить накопление карт, с измерением полного спектра в каждой точке карты. Таким образом, пользователь получает полную базу данных, с которой можно работать «офф-лайн», т.е. без образца.

Программное обеспечение AMICS имеет гибкий графический интерфейс, который удовлетворяет требованиям пользователей любого уровня. Программное обеспечение позволяет проводить:

- анализ получаемых карт с цветокодированием по:
 - элементам
 - минералам
 - областям равного элементного состава
- анализ распределения по минералам – соотношение по площади и пр.

Приборы не требуют специальной пробоподготовки образцов, а также дорогих расходных материалов.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ШЛЮМБЕРЖЕ В ОБЛАСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Лебский Д. С.

Компания Шлюмберже (г. Москва)

Управление добычей углеводородов представляет собой междисциплинарную задачу, требующую, как правило, быстрого реагирования и принятия корректирующих решений. Максимальное использование имеющейся информации на разных стадиях проектирования и эксплуатации месторождения – залог эффективной и безаварийной работы добывающего актива и компании в целом. Подход Шлюмберже основывается на анализе системы добычи и транспорта скважинной продукции от самой ранней стадии концептуального инжиниринга, где дается предварительная оценка режимов и возможных осложнений, до подготовки регламентов эксплуатации и мониторинга в режиме реального времени.

На стадии проектирования особое внимание уделяется качеству исходных данных, возможности точного учета имеющихся лабораторных исследований, инженерных изысканий, возможных направлений транспорта, типа мехдобычи и т.д. Данная задача решается путем моделирования термогидравлического поведения флюида по всей протяженности системы добычи в условиях постоянно меняющихся параметров. Требуется провести полный анализ возможных осложнений при добыче скважинной продукции, начиная от PVT свойств продукции, рисков выпадения и отложения твердой фазы (парафины, асфальтены, соли, гидраты), и далее проведением стационарных и динамических расчетов по системе добычи на условия всего жизненного цикла месторождения. Для решения вышеописанных задач используется собственное программное обеспечение Шлюмберге для стационарных и динамических расчетов – PIPESIM и OLGA соответственно. На первом этапе проводится анализ исходных данных, особенно, лабораторных исследований флюида, которые могут дать информацию о потенциальных проблемах со стабильностью потока (застывание продукции, выпадение твердой фазы, пробкообразование). Далее анализируется динамика добычи и выбираются представительные года для проведения моделирования (максимальная и минимальная добыча, максимальный газовый фактор, обводненность в районе точки инверсии и др.). Стационарные расчеты могут проводиться на всю динамику добычи, динамические же расчеты, как правило, проводятся только на выбранные года для экономии времени проведения расчетов.

На базе подготовленных моделей можно организовать превентивный онлайн мониторинг условий добычи и транспорта углеводородов. Примером такой системы является OLGA Online, отслеживающая в реальном времени риски возникновения проблем с транспортом и предлагающая оптимизационные решения на базе встроенных программных советников. Интеллектуальный мониторинг систем транспорта углеводородов требуется прежде всего на ответственных трубопроводах большого диаметра и протяженности, где проблемы со стабильностью потока и пропускной способностью могут принести существенные потери вплоть до остановки добычи. При эксплуатации таких систем данные поступают в реальном времени с высокой частотой по десяткам параметров, что требует максимально быстрого реагирования на внештатные ситуации. Система интеллектуального мониторинга OLGA Online позволяет реализовать идею «прозрачного» трубопровода, с высокой точностью рассчитать и визуализировать эксплуатационные параметры транспорта в любой момент времени, оповестить оператора в случае выхода значений параметров за нормальные пределы, а также интерпретировать данные и прогнозировать дальнейшее развитие ситуации в гидравлической системе. Такая система дает дополнительную информацию оператору для выполнения превентивных действий, где горизонт планирования составляет от нескольких секунд до нескольких дней. В докладе будут представлены примеры и критерии внедрения системы интеллектуального мониторинга добычи и транспорта продукции на базе OLGA Online.

Основные примеры применения OLGA Online.

- Оценка запасов продукции при инвентаризации с учетом изменения объемов из-за отложений АСПО, точного моделирования температурного градиента при транспорте, в т.ч. распределения температуры в грунте вокруг трубопроводов при переходных режимах (остановка, запуск, изменения расходов).
- Прогнозирование качества, компонентного состава и массового расхода продукции в конечной точке с учетом наличия врезок продукции с разными свойствами.
- Система обнаружения утечек на базе OLGA Online.
- Обеспечение пропускной способности: мониторинг накопления жидкости, гидраты, АСПО, застывание и др.

В рамках новых тенденций в мировой промышленности, связанных с внедрением подходов Индустрии 4.0, Шлюмберге разрабатывает решения на базе не только признанных систем моделирования, но и новых подходов, основанных на аналитике

больших массивов данных, машинном обучении. В рамках разработки единой когнитивной среды DELFI, Шлюмберже уже реализует технологии в области управления процессами добычи и транспорта. Будут продемонстрированы прототипы модулей новейшей когнитивной среды, предназначенные для оптимизации работы скважин и сетей, прогнозирования добычи, подбора скважин-кандидатов на ГТМ.

Подсистема оптимизации работы скважин и сетей позволяет решать следующие задачи:

- автоматизация анализа работы скважин с целью информировать оператора на постоянной основе о возможных проблемах с определенным уровнем доверия и соответствующими рекомендациями;
- анализ работы и ранжирование скважин по уже существующим или создаваемым пользователем критериям;
- назначение заданий и исполнителей с целью организации совместной работы (система тикетов);
- отслеживание работы и решений от начала до завершения, сохраняя все данные в фоновом режиме.

Подсистема подбора скважин-кандидатов на ГТМ – это автоматизированная экспертная система, интегрирующая:

- современные IT-технологии: BigData Analytics, облачные вычисления;
- традиционные методы анализа и оптимизации разработки;
- апробированную методологию организации-заказчика.

Основные задачи данной подсистемы – определение и установление приоритетов кандидатов и видов ГТМ, а также ранжирование кандидатов по экономической оценке (NPV, период окупаемости) в постоянном и автоматическом режиме.

Таким образом, в докладе описываются подходы к качественному проектированию систем добычи и транспорта углеводородов, а также системы мониторинга и поддержки принятия решений на стадии эксплуатации месторождений для своевременного и эффективного управления процессами на промысле.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОЗДАНИЮ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ НА БАЗЕ ПРОГРАММНОЙ ПЛАТФОРМЫ PETREL

Маркина А. А.

Компания Шлюмберже (г. Тюмень)

Создание цифровых геологических моделей призвано облегчить процесс принятия решений по доисследованию и разработке месторождений. Трехмерные модели позволяют объединить доступные разнотипные данные для предсказания необходимых характеристик пласта. Очевидно, что в силу недостаточности данных предсказательная способность моделей зависит от того, насколько полноценно эти данные используются на каждом этапе построения модели, и это в итоге сказывается на степени неопределенности в оценке характеристик резервуара.

Задача описания какой-либо закономерности (функции, модели) по выборочным значениям не может быть решена однозначно, поэтому любая дополнительная информация, характеризующая поведение функции на удалении от исходных выборочных значений,

может значительно снизить имеющиеся неопределенности, а значит и риски потенциальных ошибок при принятии решений на основе выбранной модели.

Для получения обоснованного прогноза свойств пласта необходим комплексный подход к построению геологических моделей, то есть требуется на каждом шаге моделирования одновременно учитывать скважинные данные, различные статистические закономерности, извлекать максимум полезной информации из сейсмических данных: атрибутов, инверсионных преобразований, сейсмофациального анализа. Программная платформа Petrel рассчитана на комплексирование разнородных данных для получения максимально правдоподобного и согласующегося с фактическим материалом описания месторождения, которое в то же время базируется на постоянном контроле качества построений и регулярном обновлении модели на основе данных, поступающих в процессе разработки или дополнительных исследований.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ИНТЕГРИРОВАННОМУ МОДЕЛИРОВАНИЮ В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ – ПОВЕРХНОСТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ»

Митрошин А. В.¹, Ладыгин А. Н.²

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

²Проектный центр ПНИПУ-Нефтепроект (г. Пермь)

Обширный накопленный опыт и внедрение новых технологий позволили прийти к созданию бизнес-проекта «Интеллектуальное месторождение». Интеллектуальное месторождение – совокупность организационных, технологических и информационных решений для управления активами (месторождениями и промыслами) в нефтегазодобывающих обществах, построенных на базе:

- формализованных моделей бизнес-процессов;
- операционной модели предприятия;
- интегрированной модели актива, гарантирующей оптимальное управление активом при соблюдении целевых показателей и существующих ограничений.

Целью внедрения интегрированного моделирования является увеличение точности прогнозирования уровней добычи продукции, мониторинга и оптимизации ключевых производственных показателей, оценки рисков и выявления возможностей, обеспечение и совершенствование процесса поддержки принятия управленческих решений, при оперативном, среднесрочном и долгосрочном планировании.

Работы по проекту «Интеллектуальное месторождение» в филиале «ПермНИПИнефть» начались в 2015 году с построения 2-х интегрированных моделей месторождений им. Сухарева и им. Архангельского. На сегодняшний момент в филиале уже построены 8 интегрированных моделей месторождений (7 – ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», 1 – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»), из них 5 переданы в промышленную эксплуатацию, а по 3-м идет опытно-промышленная эксплуатация моделей. Всего на ближайшую перспективу до 2020 года будут построены 18 моделей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и 5 моделей месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Интегрированные модели, находящиеся в промышленной эксплуатации, ежемесячно актуализируются Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в «Конфигурации 1» для расчета технологических режимов и передаются в оговорённые сроки в НГДО.

Показаны основные моменты при создании и настройке интегрированной модели (результаты построения и настройки PVT модели; результаты адаптации моделей материального баланса; построение и настройка моделей скважин; построение и настройка моделей ССнТ и ППД; настройка интегрированной модели в «Конфигурации 1,2»).

Рассмотрена проблема моделирования периодического фонда добывающих скважин. А также выполнено моделирование результатов проведенной термометрии на скважинах.

В связи с недостатком специалистов, персонал ОТТДНГ по проектам ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» самостоятельно разрабатывает скрипты для сокращения временных затрат при выполнении рутинных операций выгрузки и загрузки данных, а также для исключения человеческого фактора при работе с моделями-компонентами.

КОМПЛЕКСНОЕ ЦИФРОВОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ. К ЭФФЕКТИВНОСТИ ЧЕРЕЗ ЦИФРОВИЗАЦИЮ

Нелюбин Э. Г.

Группа компаний ITPS (г. Москва)

Комплексное отраслевое решение на базе платформы AVIST (собственная разработка ITPS), призванное решать задачи по созданию Цифрового двойника месторождений, задачи в области Цифровой оптимизации добычи углеводородов и Цифрового управления информацией по разработке месторождений, цифровизовать область промышленной безопасности, охрана труда и окружающей среды, создать решение области Цифровой персонал и цифровое рабочее пространство.

Платформа и функциональные модули AVIST разработаны с использованием современных цифровых технологий, таких как промышленный интернет вещей (IIoT), сбор и первичная обработка данных реального времени (Big Data), цифровое моделирование, интеллектуальная обработка больших данных с реализацией умных правил, предиктивный анализ и оптимизация (Predictive Analysis&Optimization), машинное обучение (Machine Learning).

С помощью платформы AVIST создаются автоматизированные интерфейсы для оперативной загрузки данных телеметрии из производственных систем, настраивается визуализация результатов расчетов по интегрированной модели и ее отдельным компонентам и публикация их на едином портале управления. Актуальность и наглядность данных, предоставляемых AVIST, позволяют принимать решения по оптимизации отдельных элементов производственной цепочки и всего месторождения в целом. С помощью AVIST ежедневно анализируется работа скважин в режиме реального времени, моделируются технологические режимы с учетом взаимовлияний элементов системы (пусков и переключений) и динамики пластового давления, проводятся многовариантные расчеты сроков перевода добывающих скважин в нагнетательный фонд, выявляются «узкие места» в системе сбора и транспорта, подбираются ГНО, строятся краткосрочные прогнозы.

В результате формируется оптимальная последовательность мероприятий для максимизации накопленной добычи по месторождению, сокращаются сроки выявления областей потерь, а благодаря проактивному мониторингу работы производственного оборудования повышается эффективность планово-предупредительных ремонтов.

Расскажем на реальных примерах и кейсах, покажем с эффектами и графиками-цифрами в динамике.

ЦИФРОВАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭКОСИСТЕМЫ LANDMARK (ПОИСКИ И РАЗВЕДКА)

Попов М. М.

Halliburton International GmbH (г. Москва)

Цифровая трансформация сегодня наиболее популярное и перспективное направление развития в индустрии в целом. При этом нужно особо отметить, что в разных индустриях степень цифровизации в настоящий момент существенно различная. Так, например, в области геолого-геофизического сервиса цифровая трансформация началась 20-30 лет тому назад (после этапа оцифровки - перехода от аналоговых методов к цифровым) и сегодня мы наблюдаем новую фазу цифровой трансформации индустрии ГГР простимулированную успехами в IT индустрии и глобальными трендами.

Основные направления современного этапа цифровой трансформации в области ПО для поисков и разведки, следующие:

- использование возможностей облачных вычислений и облачных решений;
- использование виртуальной и дополненной реальности;
- широкое применение алгоритмов машинного обучения;
- упрощение разработки и широкая доступность наукоемких алгоритмов.

В среде Landmark возможности облачных решений широко представлены в системах DS365 и SeismicProcessing365 которые представляют масштабируемые ресурсы Дата Центров обработчикам и интерпретаторам без капитальных затрат, что позволяет перейти к эффективной модели - софт как сервис (SaaS).

Целый ряд ресурсоемких алгоритмов, таких как пространственно ориентированная когерентность (Likelihood), полно волновое упругое моделирование (FD Elastic Modeling) и полно волновая инверсия (FWI), реализованы в продуктах Landmark и в облачной среде и это предоставляет уникальные возможности для специалистов. Задачи, которые требовали дней и недель или были недоступны в принципе теперь можно решать за часы и минуты. Для продвинутого атрибутивного анализа реализуется облачная версия библиотеки алгоритмов для высокопроизводительных вычислений.

Виртуальная и дополненная реальность сегодня позволяют по-новому взглянуть на вопросы 3D визуализации и эти возможности реализованы в интегрированной интерпретационной среде DSG (DecisionSpace Geosciences). «Погружение» в объект исследования и возможность анализа междисциплинарных вопросов разными специалистами совместно в виртуальном пространстве позволяют повысить как эффективность, так и качество решений.

Машинное обучение используется в индустрии уже давно, но на современном этапе существенно расширяется круг задач и эффективность решения. Можно говорить о дополненной интерпретации (Augmented Interpretation) которая еще не заменяет интерпретатора, но существенно ускоряет целый ряд трудоемких рутинных задач.

В продуктах Landmark машинное обучение реализуется для задач автоматической корреляции и автоматического выделения фаций и сейсмофаций, выделения геотел, автоматического выделения разломов, перспективных зон (sweet spot), зон опасности (АВПД) и оптимизации ГРП. Разработки находятся на различных стадиях и реализованы в среде DSG.

Квинтэссенцией происходящей в индустрии трансформации является возможность использовать облачные ресурсы для разработки новых наукоемких алгоритмов и адаптации имеющихся инструментов. Landmark реализует данную концепцию через открытую бесплатную среду разработки ОЕС (Open Earth Community). Данный ресурс позволяет реализовать новые идеи без владения дорогостоящей инфраструктурой и лицензиями среды Landmark и инструментами разработки. ОЕС создает уникальные возможности для

интеграции, тестирования инновационных идей и реализации проектов самых различных масштабов. Приводится ряд примеров проектов в ОЕС.

Облачные вычисления и облачная среда специалистов, дополненная интерпретация на основе алгоритмов машинного обучения, виртуальная и дополненная реальность для визуализации и открытая облачная среда разработки - основные направления трансформации экосистемы Landmark и индустрии ПО поисков и разведки.

Уже сегодня Landmark предлагает среду обработки, интерпретации и моделирования в которой уже реализованы многие из элементов цифровизации и это позволяет повысить производительность и качество работ и снизить себестоимость.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ IOT И LORA ДЛЯ СБОРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ С ОБЪЕКТОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

Порошин К. А., Котов С. Г.

ЭР-Телеком Холдинг (г. Москва)

Цель системы – минимизация производственных и экономических потерь, рисков промышленной безопасности и экологии за счет повышения оперативности производственного контроля за ключевыми объектами нефтедобычи.

Задача – мониторинг в режиме реального времени состояния технологических процессов нефтедобычи и технологического оборудования.

Предоставление достоверных данных в информационные системы для последующего анализа и принятия управленческих решений.

Используемые технологии – беспроводные системы сбора и передачи информации, построенные по технологиям LPWAN* и отвечающие принципам энергоэффективности, быстрому развёртыванию и низкой стоимости последующего владения по сравнению с существующими традиционными технологиями сбора и обработки данных.

Основные компоненты – подсистема сбора и первичной обработки информации, подсистема передачи информации, подсистема хранения и визуализации данных.

Фокус применения – неохваченный автоматизацией фонд нефтяных и газовых скважин, технологическое оборудование на удаленных производственных площадках.

Целевые пользователи – операторы ДНС, УППН, диспетчеры ЦИТС, ЦИО, специалисты и руководители ЦДНГ.

ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН. ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Предеин А. А., Клыков П. И., Хвощин П. А., Некрасова И. Л.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Проблема безаварийного строительства скважин со сложными профилями стоит очень остро. Это связано с большим объемом строительства скважин на морских

платформах, шельфе и других территориях, по тем или иным причинам ограниченных по расположению кустовых площадок. Строительство скважин со сложным профилем и большими проложениями требует значительных капиталовложений и, как правило, связано с большими технологическими рисками.

Одной из задач, решаемых при строительстве скважин со сложным профилем и скважин с большим отходом от вертикали, является необходимость обеспечения устойчивости стенок скважины в интервалах глинистых отложений, вскрываемых под большими зенитными углами. Потеря устойчивости стенок скважины связана с нарушением установившегося равновесного состояния горных пород в процессе их вскрытия скважиной и формированием в околоскважинной зоне области пониженных напряжений. Породы в этой области претерпевают весь спектр необратимых деформаций: от вязкопластического течения до хрупкого разрушения, что влечет за собой изменение номинального диаметра ствола скважины.

В каждой нефтегазовой провинции специалисты, занимающиеся бурением скважин, могут выделить локации глинистых пород различной степени литификации, с которыми связаны наибольшие проблемы с устойчивостью ствола скважины. В частности, при строительстве скважин на месторождениях Пермского края и республики Коми серьезные проблемы наблюдаются при бурении в терригенных отложениях девонской системы (тиманский, саргаевский и джъерский горизонты), представленных легко осыпающимися трещиноватыми породами - аргиллитами и глинистыми алевролитами.

Для минимизации осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола скважины, ведущими мировыми компаниями предлагаются различные подходы. Так, одни компании предлагают в процессе строительства скважин использовать специальные высокоингибирующие типы буровых растворов, оказывающих минимальное влияние на устойчивость стенок, повышать плотность раствора и ограничивать зенитный угол в глинистых породах, что является приемлемым решением для поставленных целей бурения. Другие компании предлагают на стадии проектирования проводить геомеханическое моделирование без учета типа и компонентного состава раствора и оптимизировать траекторию скважины. Данные подходы позволяют значительно снизить риск возникновения осложнений, однако не во всех случаях удается добиться положительных результатов, и тогда добывающие компании несут существенные убытки.

Разрушение глинистых пород является результатом воздействия таких факторов, как разгрузка текущего тектонического напряжения при вскрытии массива пород скважиной вследствие чего меняются физико-механических свойств и степень трещиноватости пород под влиянием бурового раствора. Только одновременная минимизация этих двух факторов может позволить исключить осложнения, возникающие при бурении скважин с горизонтальным окончанием на объекты, покрышки которых сложены неустойчивыми глинистыми породами.

В филиале «ПермНИПИнефть» разработана комплексная технология безаварийной проводки скважин с горизонтальным окончанием на отложения девонской системы. Технология успешно прошла опытно-промышленные испытания (ОПИ) при бурении горизонтальной скважины на одном из месторождений Пермского края.

Применение только геомеханического моделирования без учета всех факторов, влияющих на стабильность ствола, не может гарантировать безаварийную проводку скважины. Комплексная технология безаварийной проводки скважин с горизонтальным окончанием предусматривает проведение следующих мероприятий:

- обобщение и аудит исходных данных для построения геомеханической модели устойчивости пород;
- физико-механические исследования свойств горных пород в условиях, приближенных к пластовым;
- построение геомеханической модели устойчивости пород;

- исследование процессов изменения состава, структуры и прочностных свойств керна под воздействием буровых растворов с целью разработки (адаптации) рецептуры бурового раствора;
- гидравлический расчет промывки, расчет скоростей спуско-подъемных операций с учетом эффектов поршневания/свабирования;
- инженерно-технологическое сопровождение разработанной технологии на скважинах;
- обновление геомеханической модели по результатам проведения ОПИ.

Филиалом «ПермНИПИнефть» работы по геомеханике выполняются с 2014 года и изначально были направлены на решение проблем устойчивости стволов горизонтальных скважин на девонские отложения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». На этих месторождениях (например, как Андреевское и Кустовское), где ввиду высокой расчлененности разреза и малой мощности продуктивных пластов невозможно было решить проблему сохранения устойчивости ствола путем спуска дополнительных обсадных колонн, повышением плотности бурового раствора и другими стандартными методами.

Примером неудачного опыта бурения горизонтальных скважин на девонские отложения является горизонтальная скважина № 3776 Кустовского месторождения, которая была закончена четвертым наклонно-направленным стволом в связи с неустойчивостью ствола скважин. С 2014 года Заказчик принял решение остановить эксплуатационное бурение на Андреевском и Кустовском месторождениях, и в частности бурение горизонтальных скважин в связи с отсутствием технологии безаварийной проводки горизонтальных скважин на девонские отложения.

Вышеуказанные проблемы были решены комплексно. Комплексный подход подразумевал:

1. Отбор керна из неустойчивых отложений. Лабораторные исследования упругих и прочностных свойств керна, так и изучение физико-химического взаимодействия бурового раствора и горных пород.
2. Построение предбуровой 1D геомеханической модели проектной скважины;
3. Разработан буровой раствор ИЭР для вскрытия неустойчивых отложений девонской системы.

В результате в 2016 году пробурена скважина с горизонтальным окончанием № 200_2 Андреевского месторождения (боковой ствол). Скважина пробурена без осложнений, проблем с устойчивостью ствола не отмечено. Стоит отметить, что при бурении данной скважины осуществлялось инженерное сопровождение специалистами Филиала «ПермНИПИнефть» в режиме 24/7.

Начиная, с 2017 года ведутся работы по геомеханике для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Здесь осложняющим фактором при бурении является сложное геологическое строение месторождений, в том числе широкое распространение разрывных тектонических нарушений.

Примером опыта бурения горизонтальных скважин на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является скважина № 193г Пашнинского месторождения, которая была закончена третьим наклонно-направленным стволом, в связи с осыпями и обвалами в интервале залегания пород с пониженными прочностными свойствами в зоне пересечения тектонического нарушения. Опыт бурения данной скважины свидетельствует о необходимости построения 3D геомеханических моделей для месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» и адаптации комплексного подхода «ПермНИПИнефть». Стоит отметить, что бурение небольшого количества горизонтальных скважин в год на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» связано зачастую с отсутствием эффективных и испытанных технологий строительства горизонтальных скважин через неустойчивые отложения.

На начальном этапе для применения комплексного подхода Заказчиком определено Пашнинское и Мядсейское месторождения. В результате в 2018 году пробурена

горизонтальная скважина № 563г Пашнинского месторождения, проблем с устойчивостью ствола не отмечено. Стоит отметить, что при бурении данной скважины осуществлялось инженерное сопровождение специалистами Филиала «ПермНИПИнефть» в режиме 24/7.

В итоге, для обеспечения безаварийной проводки скважин в сложных горно-геологических условиях необходимо применение комплексной технологии. Комплексная технология безаварийной проводки скважин, разработанная в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, включает в себя следующие мероприятия:

- построение геомеханической модели и расчет устойчивости ствола скважин.
- разработка рецептуры и технологии приготовления бурового раствора для вскрытия неустойчивых отложений.
- гидравлический расчет промывки скважин и расчет скоростей спуско-подъемных операций.
- разработка рецептуры, технологии приготовления и установки тампонажных, изоляционных составов и жидкостей освоения.

АНАЛИЗ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ БУРЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН В 2017-2018 ГОДАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Сабельников И. С., Потехин Д. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Основой для проведения исследований послужили материалы отдела геологического моделирования месторождений Тимано-Печорского региона филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (г. Пермь). Использованы геологические модели по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Статистическая и графическая обработка информации выполнялись с помощью программ IRAP RMS 10.1.3 и STATISTICA 10.

Цель исследования, поставленная в работе, состоит в оценке качества и достоверности геологических моделей (ГМ) и определения действий по снижению их неопределенности.

Учитывая то, что в нефтегазовой геологии геологические модели, построенные по данным бурения и полевых геофизических методов, являются прогнозными и имеют различную степень достоверности, исследования проводимые с целью оценки подтверждаемости построенной модели по результатам бурения скважин являются весьма актуальной задачей. Исчерпывающая оценка достоверности прогноза структурных отметок, общих и эффективных толщин, петрофизических и других параметров может быть проведена только в результате выполнения адресного анализа бурения новых скважин.

В рамках проводимых исследований выполнены работы по анализу подтверждения ГМ по результатам бурения эксплуатационных скважин в 2017-2018 гг. Анализ проведен по результатам отклонения фактических значений основных элементов геологических моделей от прогнозных. Поскольку на достоверный прогноз нефтенасыщенных толщин влияют три фактора неопределенности: структурный, распределение эффективных толщин и флюидный контакт, то оценивались при проведении работ отклонения следующих элементов ГМ:

- абсолютные отметки структурных поверхностей отражающих горизонтов;

- абсолютные отметки структурных поверхностей кровель пластов моделируемых отложений;
- общие толщины пластов продуктивных отложений;
- эффективные и эффективные нефтенасыщенные толщины продуктивных отложений.

Отклонения фактических значений от проектных оценены по результатам бурения скважин в 2017-2018 гг. Проектные значения получены по результатам моделирования до бурения скважин и сняты с геологических моделей. Фактические значения получены по результатам интерпретации ГИС. Анализ проведен по трехмерным геологическим моделям пятнадцати месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

1. По ТПП "ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз" – Инзырейское, Торавейское, Хыльчуйское и месторождение им. Ю. Россихина.

2. По ТПП "ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз" – Осваньюрское, Южно-Юрьянское, Возейское (Костюкское поднятие), Баяндыское, Восточно-Ламбейшорское и месторождение им. А. Алабушина.

3. По ТПП "ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз" – Пашнинское, Кыртаельское, Северо-Кожвинское, Южно-Лыжское.

Таким образом, анализ подтверждаемости проведен по 49 скважинам, 15 месторождениям.

Проведенные исследования выполнены по следующим этапам:

1. Общий анализ отклонений элементов ГМ.
2. Динамика показателей анализа подтверждаемости ГМ с 2016 г по 2018 г.
3. Выявление системных и не системных отклонений фактических значений от прогнозных.
4. Адресный анализ по скважинам не системных отклонений, а также системных отклонений с наибольшими значениями отлетов. Определение причин отлетов фактических значений от прогнозных.
5. Оценка неоднородности геологического строения месторождений по ГМ (анизотропия свойств).
6. Анализ величины отклонений свойств (подтверждаемости ГМ) отдельно для объектов с терригенным и карбонатным типом коллектора.
7. Выделение типов неподтверждаемости геологических моделей по результатам бурения скважин и ранжирование несоответствий по ним.
8. Определение действий по снижению неопределенности геологических моделей.

По результатам проведения общего анализа отклонений элементов ГМ выявлено, что отклонения рассматриваемых свойств группируются около нулевых значений, что говорит о хорошей подтверждаемости большей части моделируемых данных. В интервал достоверности 75-100% попадает 104 значения от общей выборки (136 определений) по отклонениям абсолютных отметок кровель продуктивных отложений и только 16 % (22 определения) значений имеют достоверность менее 75 % (рис. 1). На гистограмме отклонений нефтенасыщенных толщин видно, что 88 значений из 94 попадет в интервал 75-100% и лишь 6,5 % (6 определений) имеют достоверность менее 75 %.

Динамика показателей анализа подтверждаемости геологических моделей в период с 2016 по 2018 гг. по месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является положительной. Математические ожидания анализируемых показателей приблизились к нулевым значениям. Средние отклонения кровель продуктивных отложений изменились с -4,19 м до -1,1 м (3,09 м), а эффективных нефтенасыщенных толщин с -1,9 м до 1,4 м (0,5 м). Значительно уменьшился размах отклонений (среднеквадратическое отклонение). Таким образом, можно констатировать тот факт, что при качественном переходе на прогноз геологического строения по трехмерной модели в регионе увеличилась достоверность и снизился размах отклонений по результатам бурения скважин.

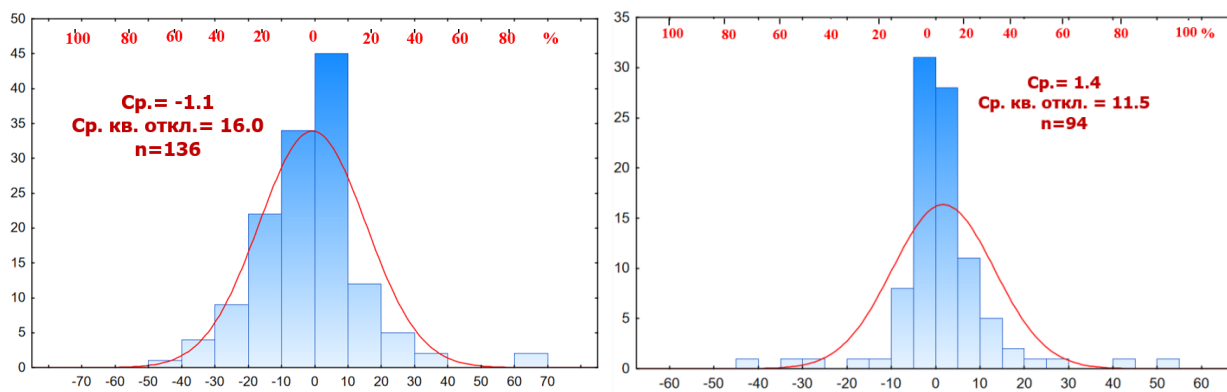


Рисунок 1 – Отклонения кровли пласта (слева) и отклонения нефтенасыщенных толщин (справа)

В результате сопоставления геологических параметров на каждом этапе моделирования получены корреляционные связи. Выявлено, что погрешности в исходных данных накапливаются на каждом этапе создания геологической модели, что вносит неопределенности в прогноз моделируемых свойств (системные отклонения). Также в единичных случаях зафиксированы не системные отклонения, значения которых не зависят от величины отклонения исходных данных.

В дальнейшем был проведен адресный анализ по скважинам не системных отклонений, а также системных отклонений с наибольшими значениями отлетов, определены причины отлетов фактических значений от прогнозных. На основе выявленных отклонений сформированы типы неподтверждения геологического строения. Всего было выделено 5 типов (ввиду значительного объема здесь не приводится их подробное описание). По выделенным типам проведено ранжирование частных случаев отклонений по скважинам рассматриваемых месторождений.

Значительное неподтверждение геологического строения отмечено на Торавейском месторождении по скважинам 110, 111 и 112. На Кыртаельском месторождении наоборот прогнозные значения по геологической модели в районах бурения новых скважин подтвердились. В связи с этим были проведены дополнительные исследования по неоднородности геологического строения этих месторождений на основе ГМ. В пределах Кыртаельского месторождения продуктивные отложения характеризуются терригенным типом коллектора, а на Торавейском – карбонатным. Исследования показали, что карбонатный тип коллектора имеет значительную анизотропию свойств, превышающую более чем в два раза анизотропию терригенного типа коллектора (рис. 2).

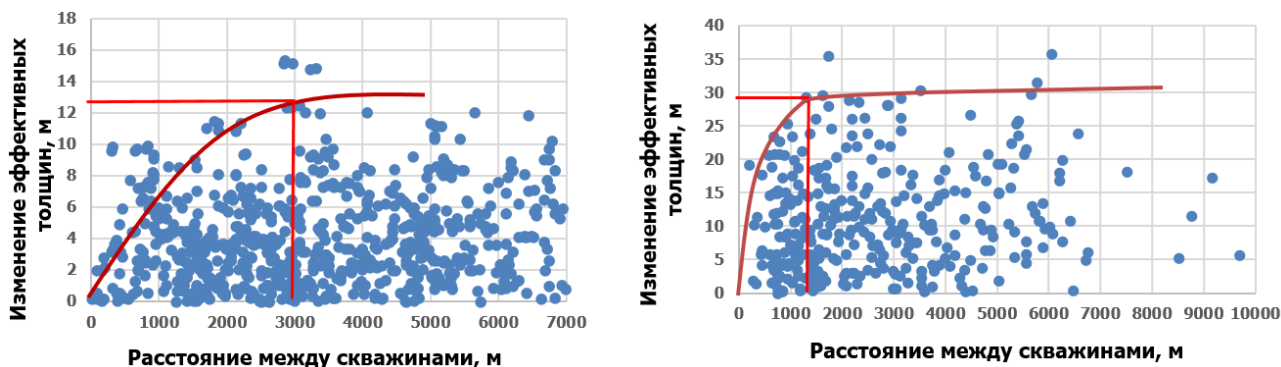


Рисунок 2 – Общая неоднородность (терригенный тип) Кыртаельского месторождения (слева) и (карбонатный тип) Торавейского месторождения (справа)

Таким образом, можно сказать, что литофациальные зоны, в которых развиты терригенные отложения имеют меньшую неоднородность относительно карбонатных и соответственно более высокую прогнозную достоверность при моделировании.

Проведенные исследования подтвердили, что величины отклонений фактических значений от прогнозных зависят от соответствующих отклонений по исходным данным результатов интерпретации 3Д сейсморазведки. Причинами неподтверждения ГМ являются, главным образом, низкие прогнозные способности сейсморазведки 3Д, связанные с низкой кратностью полевых работ, а также высокая анизотропия свойств (неоднородность геологического строения) анализируемых месторождений.

Основные результаты проведенных работ сводятся к следующим выводам.

1. Анализ подтверждения ГМ по результатам бурения за 2017-2018 гг. показывает, что 90% отклонений геологических моделей находятся в пределах погрешностей исходных данных.

2. Качественный переход на прогноз геологического строения по трехмерной модели позволил увеличить достоверность прогнозируемых свойств ГМ на 15-20 %.

3. Неоднородность свойств объектов с карбонатным типом коллектора превышает неоднородность геологического строения на объектах с терригенным типом коллектора.

4. Высокая анизотропия свойств объектов свидетельствует о их фациальной изменчивости.

5. Отклонения фактических значений от прогнозных по ГМ зависят от соответствующих отклонений по исходным данным результатов интерпретации 3Д сейсморазведки.

6. Для снижения погрешностей геологической модели в местах бурения скважин необходимо проведение комплекса работ по уменьшению неопределенности данных ГИС, 3Д сейсморазведки, неопределенности прогноза литологических характеристик объектов и ФЕС коллекторов за счет лито-фациального анализа и прогноза ФЕС в виде сейсмических трендов.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ МАЛОРАЗМЕРНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СРЕДЫ НА ОСНОВЕ ВЫДЕЛЕНИЯ И АНАЛИЗА РАССЕЯННОЙ КОМПОНЕНТЫ СЕЙСМИЧЕСКОГО ПОЛЯ

Сибирцев А. Ю.

ООО «ПетроТрейс» (г. Москва)

Нарушения, трещины, каверны и другие элементы среды с резкими изменениями свойств являются источниками дифракции, вызывающими рассеивание сейсмических волн. Энергия рассеянной компоненты сейсмического поля значительно слабее энергии отраженных волн, что вызывает трудности для уверенной идентификации и выделения дифракторов на традиционных данных. Таким образом, главным аспектом при изучении рассеянной компоненты является разделение отраженных и дифрагированных волн.

Существует несколько способов выполнять подобное разделение в различных областях [2]. Авторы предлагают выполнять данное разделение на сейсмограммах в области углов наклона границ. Отраженная волна, в отличие от дифрагированной, характеризуется единственным углом и ее годограф в области углов наклона представляет из себя перевернутую параболу. Рассеянные волны распространяются во всех направлениях от дифрактора. Следовательно, на сейсмограмме в области углов наклона, расположенной над точкой дифракции, годограф дифрагированной волны, мигрированный с корректной скоростью, представляет собой горизонтальную линию [3]. Таким образом, различие в кинематике отраженных и дифрагированных волн на сейсмограммах в области углов

наклонов делает эту область оптимальной для выделения рассеянной компоненты сейсмической записи.

Неоднородные границы могут вызывать спектральное разложение дифрагированных волн. При этом, степень этого разложения зависит от длины волны и размера неоднородностей. Численное моделирование диффузных скоплений каверн и трещин с невыраженной анизотропией [1] также показывает возможность локализации зон с повышенной трещиноватостью и кавернозностью по повышенному энергетическому фону сравнительно высокочастотных рассеянных волн. Для целей локализации подобных малоразмерных элементов среды куб рассеянной компоненты может быть подвергнут процедуре спектральной декомпозиции.

Для того, чтобы повысить вероятность прогноза зон повышенной трещиноватости предлагается объединить куб энергии высокочастотных дифракторов, куб интенсивности азимутальной анизотропии и куб когерентности (или углов или кривизны) и анализировать результат этого объединения в 3-х мерном пространстве с помощью смешивания цветов (RGB blend). Каждому независимому атрибуту соответствует своя независимая цветовая шкала. Красным цветом кодируется когерентность, которая является индикатором местоположения нарушений и других резких изменений палеорельефа. Зеленым цветом маркируется интенсивность анизотропии, связанная с плотностью ориентированной системы трещин. Синим цветом отображается энергия высокочастотных дифракторов, приуроченная к скоплениям трещин, каверн и других малоразмерных элементов среды. Совместно эти атрибуты формируют уникальный RGB куб. Авторы назвали данный метод интеграции и анализа данных ДАГ анализ. Аббревиатура ДАГ расшифровывается как Дифракция, Анизотропия, Геометрия.

Высокоамплитудные разломы вызывают нарушения прослеживаемости сейсмической записи и проявляются в виде аномалий куба когерентности. Повышенная плотность ориентированных трещин вдоль плоскости нарушений может вызывать повышение интенсивности азимутальной анизотропии. Эта же система трещин также вызывает рассеивание сейсмических волн и должна проявляться в повышенном фоне энергии высокочастотных дифракторов. Учитывая тот факт, что горизонтальная разрешенность сейсмических исследований не может быть выше, чем размер бина, можно ожидать пересечения аномальных значений всех трех атрибутов в зонах тектонических нарушений. Т.е. области разломов должны тяготеть к белому цвету. По мере удаления от плоскости нарушений когерентность записи восстанавливается, тогда как трещины еще вызывают анизотропию и дифракцию. Следовательно, в объеме должны преобладать прохладные (зеленые и синие) цвета, а места их пересечения (голубые цвета) могут свидетельствовать о наиболее вероятных зонах повышенной трещиноватости.

Представленная технология позволяет эффективно извлекать, интегрировать и анализировать сейсмические атрибуты, несущие информацию о наиболее вероятных зонах повышенной трещиноватости. Авторы полагают, что в совокупности с другими исследованиями (анализ региональных напряжений и т.д.) данная методика может значительно повысить достоверность прогноза трещиноватости и эффективность последующего бурения.

Благодарности

Авторы выражают искреннюю признательность руководству ПАО АНК «Башнефть» за разрешение на публикацию данных материалов.

Литература

1. Козлов Е.А. [2006]. Модели среды в разведочной сейсмологии. Издательство ГЕРС.
2. Landa E. [2012]. Seismic diffraction: Where's the value?. 82nd SEG Annual International Meeting, Expanded Abstracts, 1–4, doi: 10.1190/segam2012-1602.1.

3. Reshef, M. and E. Landa, E. [2009]. Post-stack velocity analysis in the dip-angle domain using diffractions. *Geophysical Prospecting*, 57, 811–821, doi: 10.1111/j.1365-2478.2008.00773x.

ПРИЛОЖЕНИЕ ТЕОРЕМЫ ОБ ОДНОМЕРНОМ РАНЖИРОВАНИИ К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОГО СПОСОБА ПОВЫШЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕОТДАЧИ

Чечулин В. Л.

*ФГБОУ ВО Пермский государственный национальный исследовательский университет
(г. Пермь)*

Подходы к повышению нефтеотдачи эксплуатируемых нефтяных месторождений обсуждается как в плане применения конкретных способов повышения нефтеотдачи (предмет химических исследований), так и в плане планирования работ по повышению нефтеотдачи с оценкой эффективности выбранного способа повышения нефтеотдачи (см., например, [1, 2, 3]) при предварительном наличии оценок эффективности того или иного способа повышения нефтеотдачи пласта.

Детальное моделирование процессов течения нефти в пласте с учётом применяемого метода повышения нефтеотдачи (см., например, [5, 9]) затруднена в связи со сложностью идентификации параметров пласта, необходимых для использования математической модели.

В [8] был предложен подход к определению наиболее эффективного способа повышения нефтеотдачи, использующий статистику по набору скважин с применёнными способами повышения нефтеотдачи. По набору параметров отработанных скважин проводилась кластеризация, и для каждого кластера определялась эффективность того или иного метода повышения нефтеотдачи. На рисунке 1 приведена иллюстрация из [8], – кластеры с указанием эффективности способов повышения нефтеотдачи.

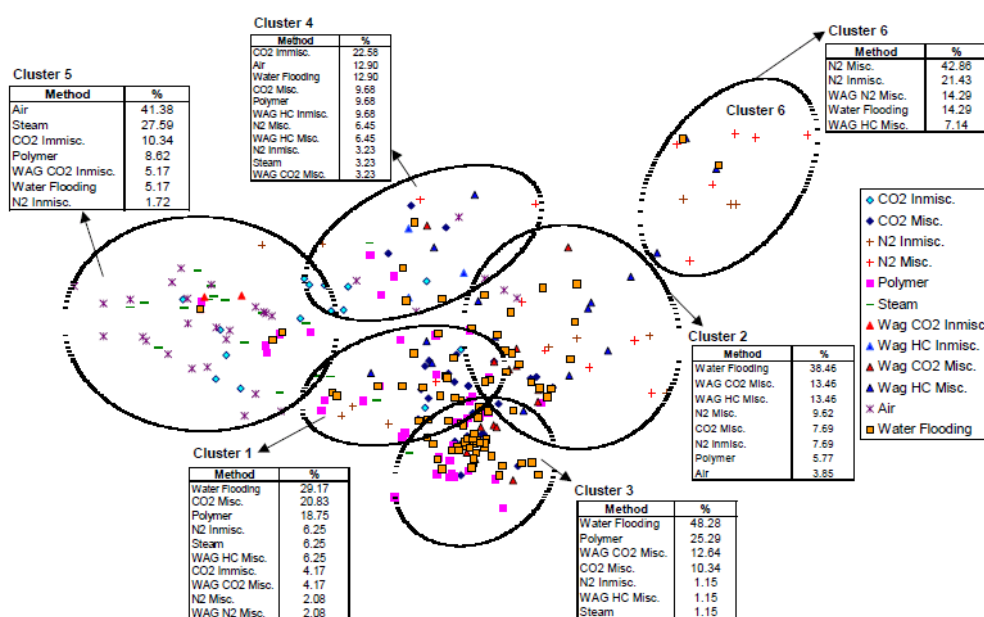


Рисунок 1 – Пример кластеризации в 6-ти мерном пространстве [8]. (Очевидно, что кластеры односвязны и корректуемы до непересекающихся, граничащих областей)

В связи с наличием теоремы о сведении кластеризации к одномерному ранжированию (доказательство см. в [6]), процедура кластеризации упрощается до вычисления одномерного ранга объектов [7]. Формулировка теоремы такова:

"Теорема (О сведении кластеризации к одномерному ранжированию). При условии выпуклости и односвязности кластеров, а также конечности их количества, процедура кластеризации заменяема на процедуру ранжирования по одномерному параметру, зависящему от всех координат пространства" [6].

Как указано в [7] "метод выбора оптимального способа повышения нефтеотдачи пласта строится, на основании указанной теоремы, следующим образом.

Одномерный коэффициент К, характеризующий месторождение, определяется, например, в 1-м приближении по следующей формуле:

$$K = (\text{Пористость}_{\%})/100 \cdot (\text{Проницаемость}) \cdot \text{Ln}(\text{Температура}_{\text{K}}) \cdot (\text{Давление}) / ((100 + \text{Плотность}_{\text{API}}) / \text{Вязкость} \cdot \text{.}) \quad (1)$$

Тогда остаётся ранжировать месторождения по получаемому коэффициенту (рис. 2). Легко видеть, что определённым диапазонам одномерного коэффициента К (как и определённым кластерам) отвечают определенные способы повышения нефтеотдачи. Точное определение границ этих отрезков возможно по обработке большего, накопленного уже по эксплуатационным параметрам, массива данных о месторождениях.

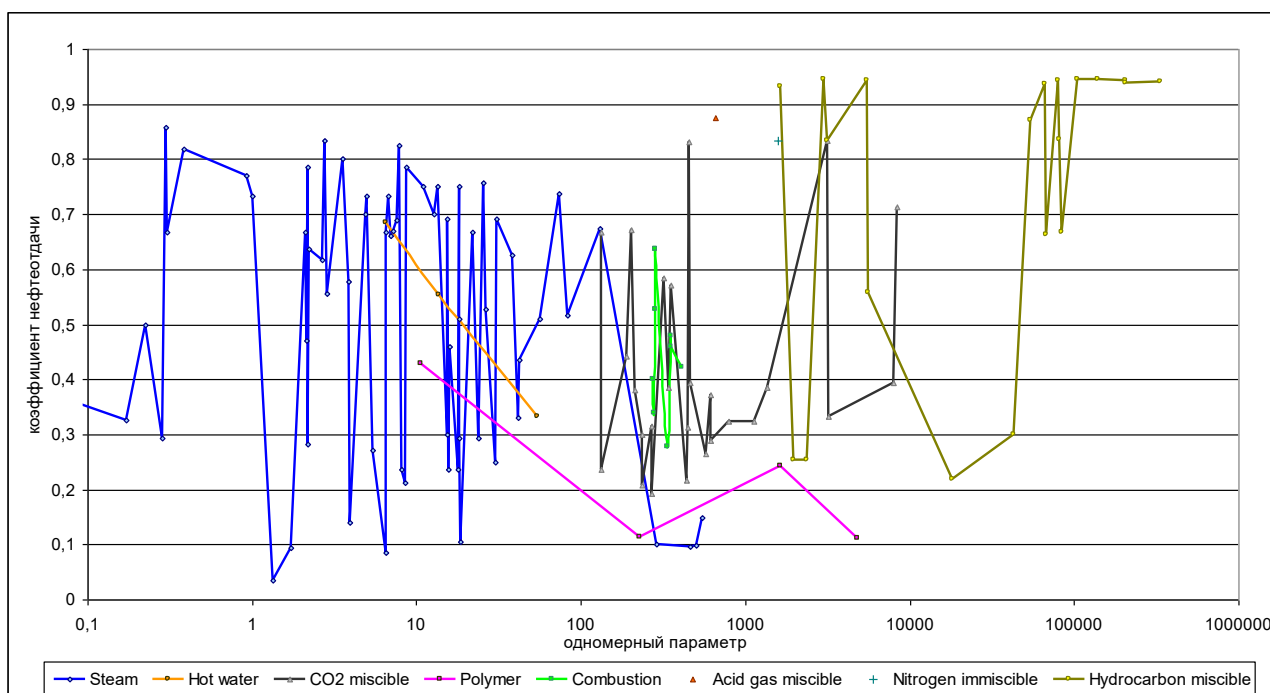


Рисунок 2 – Ранжирование по одномерному параметру K, формула (1), по [4]

Определение прогнозируемого коэффициента нефтеотдачи для скважины выполняется по графикам (рис. 2) со сглаживанием, см. рис. 3. вида

$$K_{\text{ИН}_{\text{нов. местор.}}} = \sum_{i=1}^n K_{\text{ИН}_i} / R_i^2 / \left(1 + \sum_{i=1}^n 1 / R_i^2 \right), \quad (2)$$

где $R_i = |\ln(K_{\text{нов. местор.}} - K_i)|$. совокупности $i = \underline{1}, \underline{n}$ берутся для определённого способа повышения нефтеотдачи.

Для примера, приведённого на рисунке 3, видно, что, для скважины с коэффициентом $K=100$, полученным по формуле (1), наибольший коэффициент извлечения

нефти (коэффициент нефтеотдачи) прогнозируется при паротепловом воздействии, следующий, более низкий, при внутрипластовом горении и т. п.

Дальнейшие заключения о предпочтительности того или иного способа повышения коэффициента нефтеотдачи основываются на экономических заключениях, учитывающих ожидаемую выгоду от доизвлечения нефти и затраты на повышение нефтеотдачи.

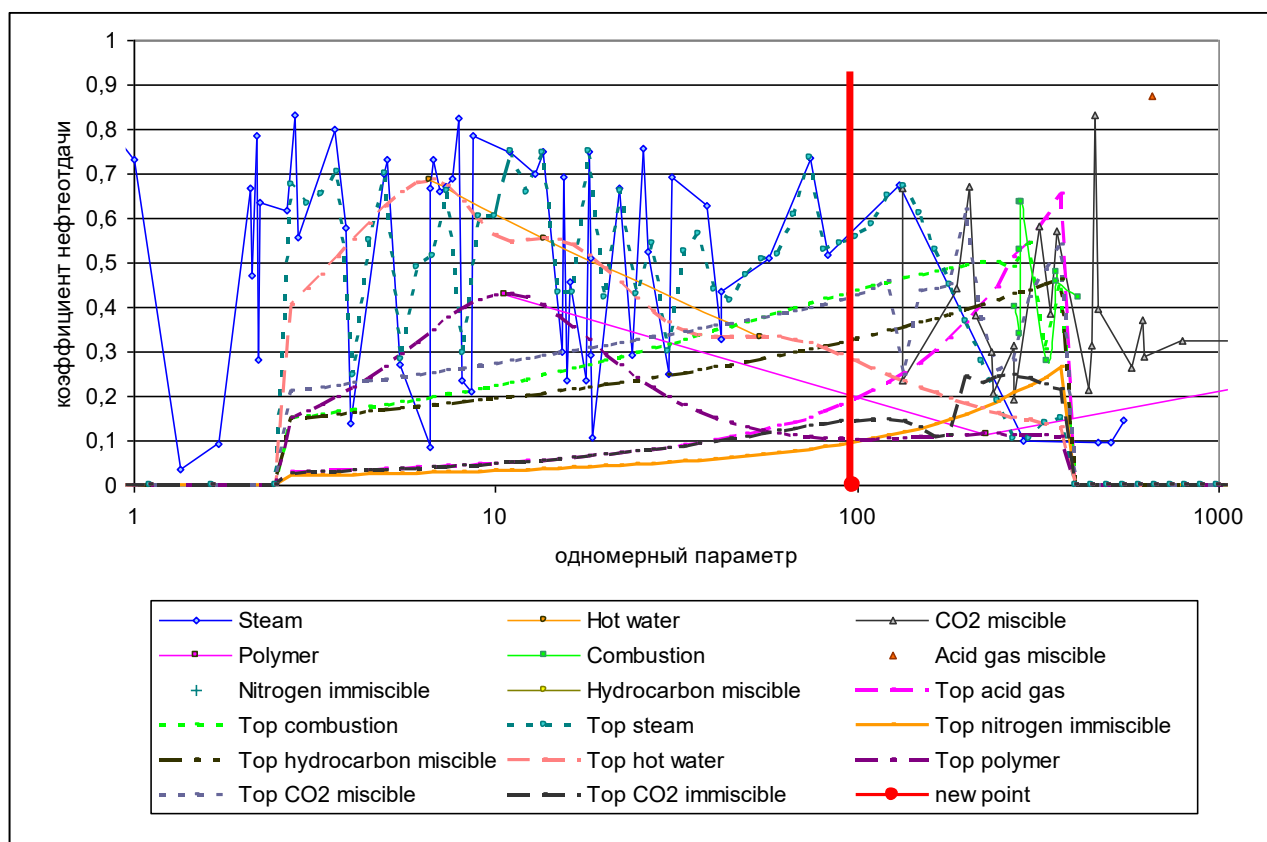


Рисунок 3 – Прогнозирование коэффициента нефтеотдачи для различных способов её повышения

Таким образом, использование теоремы о сведении кластеризации к одномерному ранжированию позволяет многократно уменьшить объёмы и время необходимых вычислений, указанные результаты (рис. 2, 3) вычислены в электронной таблице.

Литература

1. Галяутдинов И. М., Сирота А. С. Оптимизация затрат на проведение мероприятий по повышению нефтеотдачи // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2014, Т. 9. №1.
2. Дегтярев Д. В. Эффективное планирование мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов при помощи математического моделирования // Наука и молодёжь: новые идеи и решения. Матер. X междунар. науч.-практ. конф. молодых исследователей. 2016. с. 176–179.
3. Куликов А. Н., Магадова Л. А., Силин М. А., Елисеев Д. Ю. Совершенствование методов планирования работ по повышению нефтеотдачи пластов // Территория нефтегаз. 2016. №7–8. с. 32–24.
4. Наговицин А. А. Приложение теоремы об одномерном ранжировании к прогнозированию коэффициента извлечения нефти // Выпускная работа бакалавра. Научн. рук. Чечулин В. Л., ПГНИУ, Пермь, 2012.

5. Русаков В. С., Русаков С. В., Щипанов А. А. Численное моделирование однофазного течения в пористой среде с учетом взаимовлияния микротрещины-поры // Вестник пермского университета. Серия: Математика. Механика. Информатика. 2009. Вып. 3(29). с. 96–101.

6. Чечулин В. Л. Об одном случае сведения кластеризации к одномерному ранжированию // Чечулин В. Л. Статьи в журнале «Университетские исследования» 2009–2014 гг.: сборник [Электронный ресурс]. ПГНИУ. Пермь, 2015, с. 14–16.

7. Чечулин В. Л., Русаков С. В. Приложение теоремы об одномерном ранжировании к анализу данных // Чечулин В. Л. Статьи в журнале «Университетские исследования» 2009–2014 гг.: сборник [Электронный ресурс]. ПГНИУ. Пермь, 2015, с. 137–142.

8. Alvarado V., Ranson A., Hernández K., Manrique E., Matheus J., Liscano T., Prospero N. Selection of EOR/IOR Opportunities Based on Machine Learning // SPE 13th European Petroleum Conference held in Aberdeen, Scotland, U.K., 29–31 October 2002.

9. Rusakov V. S., Rusakov S. V., Schipanov A. A. Modeling the Properties of Porous Medium by Statistical Experiments // Journal of Mathematical Sciences. 2015, February, Vol. 205, Iss. 1, p. 95–99.

ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ РИР

Арсланов И. Р., Стрижнев В. А.

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр» (г. Уфа)

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений Российской Федерации показывает, что решение проблемы высокой и непрерывно растущей обводненности добываемой продукции актуально не только для месторождений, находящихся в поздней стадии эксплуатации, но и для сравнительно недавно введенных. Кроме того, проведение на скважинах различного вида геолого-технических мероприятий (ГТМ), таких как, интенсификация добычи нефти кислотными составами и гидравлического разрыва пласта (ГРП) только усугубляют ситуацию.

Одним из способов решения данной проблемы является проведение ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Ухудшение технического состояния скважин и высокая обводненность скважин обуславливает поиск и внедрение новых эффективных технологий РИР с применением инновационных тампонажных составов (ТС) [1].

В данной работе показаны результаты лабораторных исследований следующих ТС:

- сшитые полимерные составы (СПС) на основе сополимера акриламида и акриловой кислоты (ПАА) и комплексного органического сшивателя (NGT-Chem-1 и NGT-Chem-3);
- состав на основе органоминерального комплекса.

В последнее время широкое применение для РИР получили СПС на основе ПАА, содержащие в качестве сшивателя соли поливалентных металлов Cr^{3+} и Al^{3+} . Однако, практика и проведенные исследования показали, что в высокоминерализованной среде, где имеются ионы поливалентных металлов, более химически активных, чем Cr^{3+} , например, кальций, магний, марганец, цинк, наблюдается постепенное замещение хрома на эти металлы, что приводит к разрушению гелей [2]. Пространственная сшивка макромолекул ПАА трехвалентными ионами алюминия и хрома происходит через ионную связь с карбоксильной группой, что приводит к чувствительности к минеральной агрессии пластовой воды (ионы Fe, Ca, Mg). Кроме того, сшивка ионами металлов карбоксильных полимеров, таких как частично гидролизированный ПАА, не пригодна для применения в пластах с высокими температурными режимами. В таких пластах произойдет избыточный гидролиз полимерного геля. К тому же будет иметь место синерезис из-за нежелательной сшивки двухвалентными катионами, такими как Mg^{2+} и Ca^{2+} [3].

С целью улучшения технологических свойств СПС и повышения их эффективности альтернативой применяемых ТС могут служить разработанные ООО «Уфимский НТЦ» реагенты NGT-Chem-1 и NGT-Chem-3. Технология РИР с использованием данных реагентов основана на геле, сшитом при помощи комплексного органического сшивателя, особенно хорошо себя показавшая в условиях с высоким уровнем минерализации пластовой воды. Комплексный органический сшиватель, входящий в составы NGT-Chem-1 и NGT-Chem-3 одновременно является термостабилизатором. Данные реагенты представляют собой одноупаковочный материал (сухая смесь), уже содержащий полимер и сшиватель. Приготовление данных составов в промышленных условиях возможно как при помощи смесительного оборудования, так и в потоке. При приготовлении составов в потоке без использования смесительного оборудования обеспечивается подача как самих сухих реагентов, так и жидкости затворения.

Лабораторные исследования показали, что применение комплексного органического сшивателя, входящего в NGT-Chem-1 и NGT-Chem-3 позволяет повысить как термическую стабильность, так и устойчивость к солевой агрессии СПС.

На рисунках 1 и 2 представлены фото некоторых СПС на основе ПАА, сшитых ацетатом хрома и комплексным органическим сшивателем до и после термоокислительной деструкции. Термоокислительная деструкция проводилась при температуре 95 °С в течение одного месяца. Как видно, состав сшитый ацетатом хрома подвергается деструкции под действием высоких температур. Кроме того, в некоторых СПС сшивателем в которых выступает ацетат хрома наблюдается отделение воды, что также сказывается на усадке ТС и уменьшении объема состава при действии на них высоких пластовых температур.

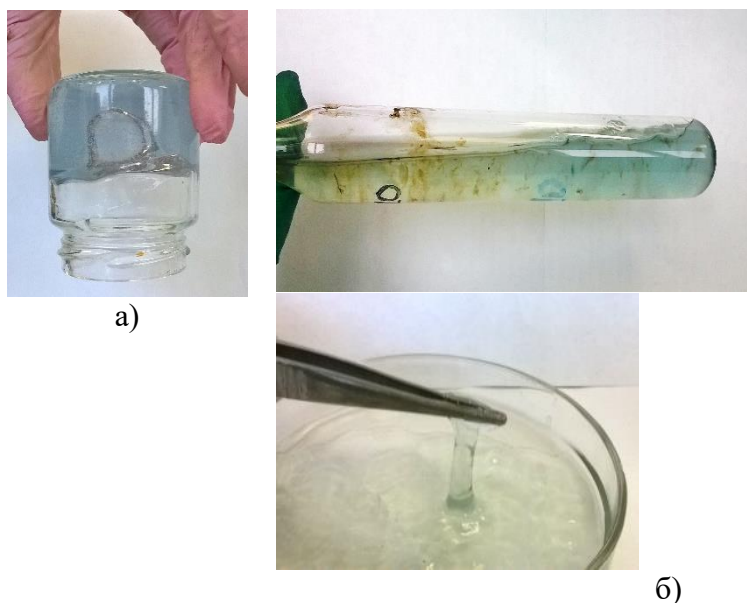


Рисунок 1 – Фото состава на основе ПАА и ацетата хрома до (а) и после термоокислительной деструкции (б)

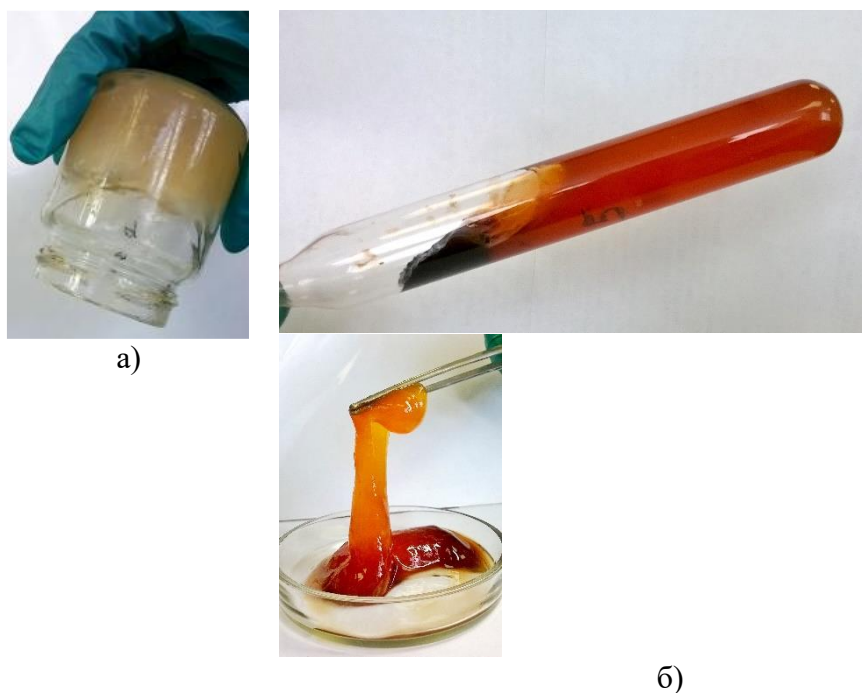


Рисунок 2 – Фото NGT-Chem-3 до (а) и после термоокислительной деструкции (б)

Вторым направлением является создание гибридных тампонажных материалов на основе интерполимерных или органоминеральных комплексов показало перспективность данного подхода [4-6].

В работе представлены результаты физико-химических исследований разработанного состава на основе органоминерального комплекса, сочетающего в себе свойства, присущие силикатным и органическим тампонажным материалам. При взаимодействии компонентов состава образуется ТС на основе золя кремниевой кислоты и ПАА, переходящий со временем в вязкоупругий гель (рис. 3).



Рисунок 3 – Внешний вид сшитого состава на основе органоминерального комплекса

В результате физико-химических исследований установлено:

- при взаимодействии компоненты состава способны образовывать гели различной прочности даже при низких температурах (от 5 °С);
- изменение соотношений компонентов позволяет регулировать прочностные характеристики и время гелеобразования состава;
- состав на основе органоминерального комплекса не подвержен агрессивному воздействию высокоминерализованным пластовым водам (до 250 г/л);
- оптимальное время гелеобразования состава при низких температурах и низкая динамическая вязкость геланта позволяют рекомендовать его применение в РИР для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн и заколонной циркуляции жидкости в условиях вечной мерзлоты и низкопроницаемых зонах объекта изоляции;
- состав обладает высокими значениями модуля накопления, что говорит о наличии упругих свойств;
- перспективность разработанного ТС на основе органоминерального комплекса обусловлена технологичностью его приготовления и закачки в объект изоляции, доступностью компонентов, их достаточно низкой стоимостью, нетоксичностью и высокой прочностью образующегося геля.

Таким образом, в работе показаны ТС для проведения различных видов РИР (ликвидация заколонной циркуляции, ликвидация негерметичности эксплуатационных колонн, отключение обводненных пластов и/или пропластков) на основе СПС NGT-Chem-1 и NGT-Chem-3, характеризующиеся регулируемыми свойствами и высокой технологичностью, а также состав на основе органоминерального комплекса, отличающийся низкой начальной вязкостью и высокими прочностными характеристиками.

Литература

1. Мукминов Р.Р., Шаймарданов А.Р., Нигматуллин Т.Э., Аханкин И.Б. и др. Составы для проведения ремонтно-изоляционных работ в сложных геолого-технических условиях (на примере скважин Усть-Тегусского месторождения ООО «РН-Уватнефтегаз»). Нефтепромысловая химия. Материалы III Международной научно-практической конференции. – М: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. С.32-34.

2. Оптимизация составов сшитых гелей на основе полимеров акриламида для водоизоляции в различных геолого-физических условиях / Т.А. Исмагилов,

М.З. Игдавлетова, И.М. Ганиев, А.Г.Телин. // Нефтепромысловая химия: материалы II Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 85-летию РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. М., 2015. С.71-76.

3. Малкольм А. Келланд. Промысловая химия в нефтегазовой отрасли: пер.с англ. яз. 2-го изд., под ред. Л.А. Магадовой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2015. – 608 с.

4. Ноздря В.И., Ефимов Н.Н., Роднова В.Ю. Изолирующие составы для ремонта скважин на основе нанодисперсных силикатов // Нефть. Газ. Новации. – 2018. - № 1 (206).

5. Ляхов Н.З., Толочко Б.П., Полубояров В.А., Политов А.А., Телин А.Г. / Разработка функциональных материалов методами химии твердого тела для нефтегазового комплекса // Бурение и нефть. – 2008. - № 1. – С. 20-22.

6. Политов А.А., Ломовский А.А., Телин А.Г., Корнилов А.А. Использование наноматериалов в создании тампонажных систем с новыми реологическими свойствами // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2008. - № 4. – С. 13-14.

НОВЫЕ РАЗНОВИДНОСТИ ЭМУЛЬСИЙ ПИКЕРИНГА В КАЧЕСТВЕ ВОДОИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА

Асадуллин Р. Р.¹, Телин А. Г.², Ленченкова Л. Е.¹

¹ФГБОУ ВО «Уфимский Государственный Нефтяной технический Университет»
(г. Уфа),

²ООО «Уфимский Научно-Технический Центр» (г. Уфа)

Одним из перспективных видов составов, которые могут быть использованы для водоизоляции, являются композиции на основе обратных эмульсий [1-3]. Известно, что при добавлении к инвертным водо-нефтяным эмульсиям мелкодисперсной твёрдой фазы происходит усиление структурно-механических свойств и повышение устойчивости исходных составов. Данный вид эмульсий называют эмульсиями Пикеринга.

В связи с перспективностью подобных реагентов были проведены исследования по разработке состава на основе обратных эмульсий, приготовленных из доступных на промысле компонентов, для ограничения водопритока.

Основным гидродинамическим свойством эмульсий является их более высокая вязкость по сравнению с вязкостью несущей фазы. При этом повышение концентрации дисперсной фазы ведет к еще более существенному росту вязкости эмульсии. Изучение микрогидродинамики позволяет установить особенности течения эмульсий в отдельных порах порового пространства. Экспериментально доказано структурирование эмульсий в микроканалах, приводящее к изменению реологических свойств в одних случаях вследствие разрушения, коалесценции дисперсной фазы в других случаях из-за диспергации [2].

В ходе работы было проведено:

- определение напряжения сдвига и эффективной вязкости при различных скоростях сдвига эмульсий с различным содержанием твердой фазы. Это дает возможность предварительно оценить изолирующую способность состава и его устойчивость при термических условиях, приближенных к пластовым;
- оценка эффекта динамического запираания эмульсий при различной концентрации твердых частиц;
- определение критического градиента давления, при котором происходит прорыв фильтрующей жидкости через заполненную эмульсионным составом модель призабойной зоны пласта.

Реовискозиметрические исследования проводились на реометрах – Haake Mars III и Haake Viscotester, позволяющих осуществлять определения реологических характеристик жидкостей, в частности кривых течения – зависимости напряжения сдвига от градиента скорости сдвига, что позволяет определять эффективную (кажущуюся) вязкость и начальное напряжение сдвига.

Эксперимент проводился в несколько этапов. На первом этапе водо-нефтяная смесь заданного соотношения (65-69,9% пластовая вода, 26% нефть, 4% эмульгатор, 0,1-5% хризотила или 0,1-3% аэросила) перемешивалась до образования эмульсии.

На втором этапе проводилось сравнение реологических кривых эмульсий, с разными концентрациями твердых включений. У полученных ОВНЭ ярко выражены неньютоновские свойства, и они обладают большей вязкостью при увеличении $\dot{\gamma}$.

На третьем этапе проводились эксперименты по запиранию эмульсий на стеклянных капиллярах диаметром 100 мкм, длиной 2 см. Структура течения изучалась под микроскопом и фиксировалась цифровой видеокамерой. Значения веса считывалось с показаний электронных весов с интервалом 1 с, поэтому экспериментальные точки там, где изменения веса происходят медленно, сливаются в сплошную линию (рисунок 1).

При течении в капиллярах всех видов эмульсий, вне зависимости от концентрации твердой фазы, обнаруживается эффект динамического запирания [4]. Течение эмульсии, несмотря на действие постоянного перепада давления, на капилляре, по показаниям весов, практически полностью прекращается.

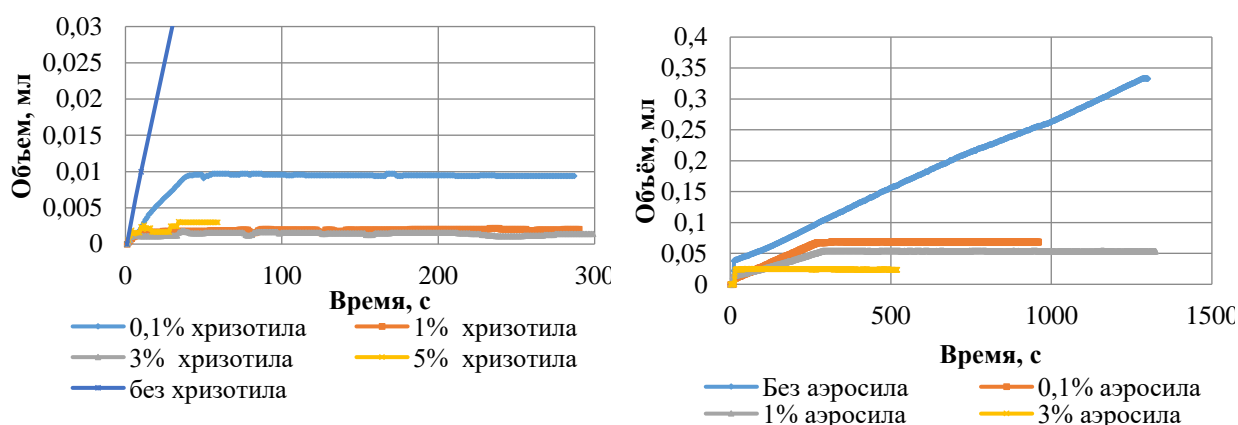


Рисунок 1 – Зависимость объема протекшей эмульсии (26% нефти и 70% воды) с добавлением 4 % эмульгатора от времени с различной концентрацией хризотила (слева) и аэросила (справа)

Согласно полученным графикам, увеличение концентрации аэросила и хризотила приводит к уменьшению объема протекшей эмульсии до запирания и уменьшению времени наступления запирания. Объем протекшей эмульсии до запирания и время наступления запирания эмульсии с аэросилом на порядок больше, чем у эмульсии с добавлением хризотила [5].

Фильтрационные исследования эмульсий проводились на установке СМП-ФЕС2Р с использованием модели идеальной трещины. При создании модели применялись практически непроницаемые образцы гидрофильного керна. Керна распилили вдоль, затем половины подобрали так, чтобы модель была цилиндрической формы [5].

Исследования проводились с постоянным расходом фильтрующейся жидкости (воды). Разобранную модель идеальной трещины заполнили эмульсией. Всего было проведено 3 эксперимента на эмульсиях без хризотила (4% эмульгатора), с 5% хризотила и 3% аэросила.

Во всех экспериментах фильтрацию воды осуществляли с начальным расходом $1 \text{ см}^3/\text{мин}$. После чего расход увеличивали ступенчато до $30 \text{ см}^3/\text{мин}$. Затем расход снижался

до 1 см³/мин для оценки остаточной проницаемости. Результаты эксперимента представлены в таблице.

Таблица – Результаты тестирования эмульсионных составов на модели идеальной трещины

№ опыта	Эмульсия	Проницаемость, *10 ⁻³ мкм ²			
		1	5	10	1
	Расход, см ³ /мин				
1	4% эмульгатор	438,58	792,36	792,28	523,95
2	4% эмульгатор + 3% аэросил	53,37	72,25	95,98	102,56
3	4% эмульгатор + 3% хризотил	18,36	46,37	71,55	140,71

Заключительным этапом исследования была оценка устойчивости эмульсий, стабилизированных хризотилом и аэросилом при температурах, приближенных к пластовым условиям и сравнение кривых эффективной вязкости на разных температурах. Стабильность эмульсии определялась с помощью прибора для определения устойчивости - Turbiscan. Опыты проводились при комнатной температуре и температуре 80^oС в течении 48 часов. Результаты показали, что данные эмульсии не разрушаются при данных температурах. Графики зависимости эффективной вязкости эмульсий от скорости сдвига получены на приборе Haake Viscotester (рисунок 2, 3)

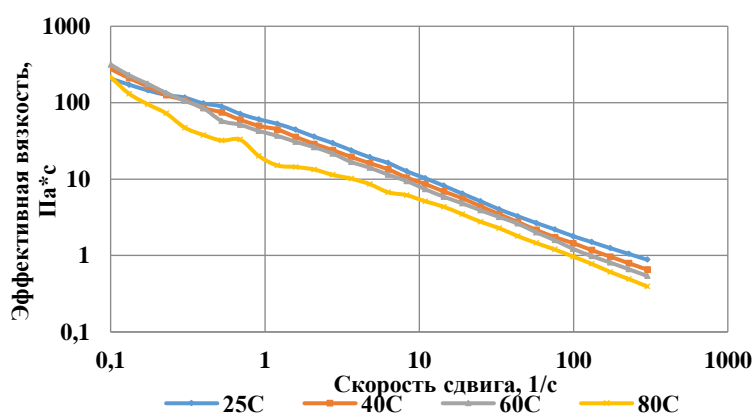


Рисунок 2 – Вязкость эмульсии с соотношением воды и нефти 70:30 добавлением 5% хризотила от скорости сдвига при различных температурах (в логарифмических координатах)

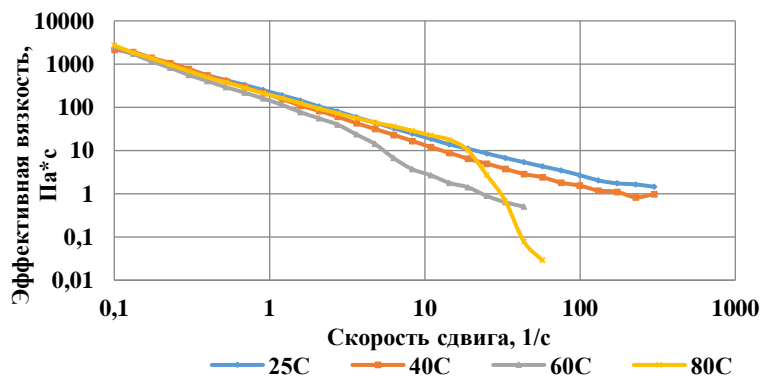


Рисунок 3 – Вязкость эмульсии с соотношением воды и нефти 70:30 добавлением 3% аэросила от скорости сдвига при различных температурах (в логарифмических координатах)

Таким образом, можно сделать вывод, что в ходе проведенных исследований эмульсионные составы с добавлением 3 % аэросила и 5 % хризотила обладают необходимыми реологическими и микрогидродинамическими параметрами, необходимыми для проведения РИР и ВПП.

Литература

1. Орлов Г.А. Применение обратных эмульсий в нефтедобыче / Г.А. Орлов, М.Ш. Кендис, В.Н. Глущенко. – М.: Недра, 1991. - 250 с.
2. Ахметов А. Физическое моделирование фильтрации водонефтяных эмульсий в пористой среде / А. Ахметов, Т. Михальчук, А. Решетников, А. Хакимов, М. Хлебникова, А. Телин // Вестник Инжинирингового Центра ЮКОС. - 2002. - №4. - С. 25-31.
3. Котенёв М.Ю. Исследование и оптимизация эмульсионного воздействия для селективного и газо- и водоизоляции в трещиноватых коллекторах / М. Ю. Котенёв, В. Е. Андреев, К. М. Федоров, В. Н. Хлебников // Нефтегазовое дело. - 2010. № 2. - С. 30.
4. Ахметов А. Особенности течения высококонцентрированных обратных водонефтяных эмульсий в трещинах и пористых средах / А. Ахметов, А. Телин, В. Глухов и др. // Технологии ТЭК. Нефть и капитал. - 2003. - № 4. - С. 54-58.
5. Телин А. Г. Разработка водоизолирующих реагентов на основе инвертных водонефтяных эмульсий, содержащих мелкодисперсную твердую фазу / А. Г. Телин, А. Т. Ахметов, Р. Р. Асадуллин, Н. В. Савицкий, Л. Е. Ленченкова // Нефть. Газ. Новации. – 2018. №6. –С. 82-88.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ РЕАГЕНТОВ МАРКИ СНПХ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Брусьюко В. В., Варнавская О. А.

АО «НИИнефтепромхим» (г. Казань)

Акционерное общество «НИИнефтепромхим» (Научно-исследовательский институт по нефтепромышленной химии) является правопреемником и духовным наследником головного института Министерства нефтяной промышленности (Институт ВНИПИнефтепромхим), созданного еще в советское время, в 1978 г. Все эти годы Институт вплотную занимался проблемами нефтедобывающих предприятий Волжско-Уральского региона, в т.ч. и Пермского края.

В последние годы АО «НИИнефтепромхим» специализируется преимущественно на разработке, производстве и внедрении реагентов для нефтепромышленной подготовки нефти, стабильно обеспечивая компании Пермского края деэмульторами, ингибиторами коррозии, соле- и парафиноотложений, бактерицидами, удалителями сероводорода в количестве около 1000 тн ежегодно.

Поставляемые нами реагенты позволяют нефтедобывающим компаниям успешно решать сложные технические задачи, связанные со снижением вязкости нефти (деэмульгаторы и депрессорные присадки, ингибиторы и удалители АСПО), снижение потерь от коррозии оборудования (бактерициды и ингибиторы коррозии), подготовка и сдача нефти (деэмульгаторы), предотвращение образования сероводорода и его удаление (бактерициды и удалители сероводорода и меркаптанов).

Все реагенты имеют требуемый пакет документов, включающий сертификаты соответствия и применения, технические условия, паспорт безопасности, свидетельство о

госрегистрации и др. Продвижение реагентов осуществляется по традиционной схеме: лабораторный подбор производителем – тестирование в лабораториях «ПермНИПИнефть» - опытно-промышленные испытания на месторождениях под контролем «ПермНИПИнефть». Следует отметить, что плановое промышленное применение осложняется ежегодным перекаиванием тендерных лотов, что приводит к смене цехов и расходам на новые и новые лабораторные и опытно-промышленные испытания. Несмотря на все сложности АО «НИИнефтепромхим» выполняет все свои контрактные обязательства, а реагенты марки СНПХ по-прежнему являются надежными инструментами в руках нефтяников.

ЗАЩИТА НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОТ ОСЛОЖНЕНИЙ РЕАГЕНТАМИ ООО «ФЛЭК»

Денисова А. В.

ООО «ФЛЭК» (г. Пермь)

Осложнения, представляющие собой коррозию, биокоррозию нефтепромышленного оборудования, отложения неорганических солей на его поверхности, а также присутствие сероводорода в добываемой и перекачиваемой нефти приводят к негативным последствиям, таким как: ремонт и замена глубинно-насосного оборудования (ГНО), отказ и замена участков трубопровода систем ППД и нефтесбора, потеря нефтепродуктов при разливе и ремонтных работах и др.

Общемировые расходы нефтяной промышленности на борьбу с коррозией составляют 3,7 млрд. долларов в год. В России эксплуатируется 350 тыс. км промышленных трубопроводов. Ежегодно происходит 70 – 100 тыс. отказов, из них 93% в следствии коррозии (50 – 55% - система нефтесбора, 30 – 35% - система ППД). 42% трубопроводов не выдерживают срок эксплуатации более 5 лет, 27% - более 2 лет.

По данным ФГБУ «Центральное диспетчерское управление топливно-энергетического комплекса» за 2015 г. в России было зафиксировано более 10 тыс. нефтеразливов, из них 92% из-за коррозии.

Мировой опыт показывает, что до 15% случаев коррозии трубопроводов составляет биокоррозия. Из общих потерь нефти вследствие ее биозараженности 12% теряется непосредственно на промыслах, 5% при транспорте, 38% на НПЗ.

Наряду с коррозией нефтепромышленного оборудования сопряженным фактором, вызывающим серьезные нарушения в емкостно-фильтрационном состоянии продуктивных коллекторов, влияющих на работу ГНО, наземных коммуникаций и УППН, является накопление сложных солевых осадков.

Сероводород представляет серьезную опасность для человека, вызывает коррозию нефтепромышленного оборудования, кольматацию призабойной зоны пласта (ПЗП), образование промежуточных слоев на УППН и т.д.

Минимальная стоимость подземного ремонта скважины составляет 300 000 руб. Ежегодно на замену трубопроводов расходуется более 8 тыс. км труб, что составляет 400 – 500 тыс. тн. стали.

Для предотвращения осложнений ООО «ФЛЭК» на протяжении более 25-ти лет производит, внедряет и промышленно закачивает на объектах нефтедобывающих компаний Российской Федерации, Казахстана, Узбекистана, Белоруссии и Сербии такие реагенты как: ингибиторы коррозии (ИК), бактерициды, ингибиторы солеотложений (ИСО), нейтрализаторы (поглотители) сероводорода.

В данных тезисах представлена информация по опытно-промышленным испытаниям (ОПИ) и промышленной закачки реагентов.

Защита от коррозии.

В системах ППД и нефтесбора, а также при защите ГНО скважин получены положительные результаты ОПИ ингибиторов коррозии «ФЛЭК-ИК-200», «ФЛЭК-ИК-201 м.Б» на следующих объектах: ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «Западная Сибирь», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», ПАО «Оренбургнефть», ООО «РН-Пурнефтегаз», ООО «РН-Башнефть-Добыча», ООО «Иркутская нефтяная компания», ООО «Юкатекс-Югра», ТОО «Каракудукмунай» (Казахстан), NIS GAZPROM NEFT (Сербия).

Применение ИК позволило: снизить скорость коррозии нефтепромыслового оборудования до 0,01 мм/год в сероводородных и углекислотных агрессивных средах при защитном эффекте реагента не менее 90%, уменьшить количество отказов и полетов оборудования, а также увеличить в несколько раз среднюю наработку на отказ (СНО) ГНО скважин.

Подавление жизнедеятельности СВБ.

Для борьбы с сульфатовосстанавливающими (СВБ) и другими видами бактерий ООО «ФЛЭК» производит ингибиторы коррозии – бактерициды: «ФЛЭК-ИК-200Б», «ФЛЭК-ИКБ-703», которые успешно прошли ОПИ на объектах ООО ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», на УПН Ярактинского месторождения ООО «Иркутская нефтяная компания» и скважинах Каюмовского месторождения ООО «Юкатекс-Югра». Бактерицид «ФЛЭК-ИК-200Б» промышленно применялся в 2014 г. и 2016 г. на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», бактерицид «ФЛЭК-ИКБ-703» с 2015г. по настоящее время закачивается в скважины Каюмовского месторождения ООО «Юкатекс-Югра», обеспечивая подавление жизнедеятельности СВБ на 100%.

Предотвращение солеотложений.

В результате ОПИ ингибиторов солеотложений «ФЛЭК-ИСО-5» и «ФЛЭК-ИСО-502» на объектах: АО «РН-Няганьнефтегаз», ООО «РН-Пурнефтегаз», ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», ТПП «Покачевнефтегаз», ТПП «Ураинефтегаз», ТПП «РитэкБелоярскнефть», ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз», ОАО «Сургутнефтегаз», ООО «Юкатекс-Югра», РУП ПО «Белоруснефть» (Белоруссия), АО «НК «Казмунайгаз» (Казахстан), ТОО «Каракудукмунай» (Казахстан), ООО «Мубарекнефтегаз» (Узбекистан), ООО «Шуртаннефтегаз» (Узбекистан) удалось предотвратить выпадение различных типов неорганических осадков (кальцит, гипс, барит и др.) на поверхности нефтепромыслового оборудования и увеличить в несколько раз СНО ГНО скважин.

На ряде скважин АО «РН-Няганьнефтегаз» и ТПП «Ураинефтегаз» проведена комплексная солянокислотная обработка скважин ПЗП, совмещенная с разовой закачкой ИСО, что позволило предотвратить образование кальцита и барита в ПЗП и увеличить СНО ГНО скважин более 2-х раз.

Кроме того, успешно прошли ОПИ ИСО на ДНС-3 Когалымского месторождения ЗАО «ЛУКОЙЛ-АИК», а также на нефтесборном трубопроводе ЦПС «Тэдинка» ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз».

Нейтрализация сероводорода.

Для снижения содержания сероводорода в нефти до соответствия ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия» используются нейтрализаторы (поглотители) сероводорода.

Специалисты ООО «ФЛЭК» провели успешно ОПИ нейтрализаторов сероводорода «ФЛЭК-ПС-621», «ФЛЭК-ПС-629» на УПН Ярактинского месторождения ООО «Иркутская нефтяная компания», на ПСН Кочевненского месторождения и на УПП и ТН № 3 Ново-Киевского месторождений ЗАО «САНЕКО», а также в ЦДНГ-1,10 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (закачка жидкости глушения, содержащей нейтрализатор сероводорода), в результате которых была получена нефть первого вида.

Помимо описанных осложнений ООО «ФЛЭК» решает проблемы, связанные с образованием на поверхности нефтепромыслового оборудования асфальтосмолопарафиновых отложений (удаление с помощью растворителей и предотвращение с помощью ингибиторов), а также добычей высоковязких эмульсий (использование деэмульгаторов).

Будущее ООО «ФЛЭК» - это производство современной нефтепромысловой химии, удовлетворяющей постоянно растущим требованиям нефтегазодобывающих компаний Российской Федерации, ближнего и дальнего зарубежья.

ЛАБОРАТОРНОЕ ТЕСТИРОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСПО ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ НА ВОДНОЙ ОСНОВЕ

Жильцова С. В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения).

Известно несколько способов борьбы с АСПО в нефтепромысловом оборудовании:

- химический;
- термический;
- механический;
- физический.

Одним из основных методов очистки нефтепромыслового оборудования от АСПО является тепловой способ депарафинизации - промывка скважин и нефтепроводов горячей нефтью или горячей водой с добавлением ПАВ с помощью агрегатов АДП.

В пределах одного нефтедобывающего региона и даже отдельного месторождения компонентный состав АСПО изменяется в широких пределах. Знание состава АСПО имеет практическое значение для определения оптимальных методов борьбы с ними. Этот выбор часто осуществляют исходя из типа АСПО.

Образцы АСПО, вследствие своей структуры классифицируются на три типа, в зависимости от отношения содержания парафинов (П) к сумме содержания асфальтенов и смол (А+С):

- асфальтеновый: $П / (А+С) \leq 0,9$;
- парафиновый: $П / (А+С) \geq 1,1$;
- смешанный: $П / (А+С) = 0,9 \dots 1,1$.

Проанализированы составы АСПО образцов с 29 объектов нефтедобычи. Согласно классификации, АСПО с 15 скважин относится к асфальтеновому типу, с 5 скважин к смешанному типу и с 9 объектов к парафиновому типу.

Моющее действие веществ (ПАВ) характеризует способность этих веществ и их растворов удалять с поверхности металла парафиновые загрязнения и переводить их во взвешенное состояние.

Для этого к пресной воде, по существу инертной среде вводятся химические реагенты, чтобы придать свойства нефтеотмывающей жидкости, способной обеспечить мелкодисперсное взвешенное состояние АСПО как в процессе тепловой обработки

скважины, так и в процессе остывания теплоносителя при движении рабочей жидкости по всей технологической цепочке.

Лабораторные исследования проводились по определению эффективности моющей способности горячей воды и горячей воды с реагентами для разных типов АСПО.

Сущность метода заключается в удалении АСПО со стальной пластинки, погруженной в раствор реагента при определенной температур, для этого расплавленное АСПО наносят на предварительно взвешенные стальные пластинки.

Высушенные образцы взвешивают и погружают в раствор реагента для отмыва АСПО с металлической поверхности. Затем образцы с оставшемся АСПО вынимают, высушивают и взвешивают.

Эффективность удаления АСПО вычисляют по формуле:

$$X = \frac{m_0 - m_1}{m_0} * 100\% ,$$

где m_0 - масса образца с АСПО до опыта, г,

m_1 - масса образца с АСПО после опыта, г.

Исследования по определению эффективности моющей способности проведены на 3 типах АСПО (асфальтеновом, смешанном и парафиновом). В ходе анализа разработан алгоритм определения эффективности моющей способности воды и воды с реагентными добавками:

1) если температура плавления парафина превышает 70°C , то лабораторные исследования по определению эффективности моющей способности проводить не целесообразно, рекомендуется использовать другие методы по удалению АСПО (промывки горячей нефтью, либо обработки углеводородными растворителями);

2) составы, концентрации реагентных добавок, при температуре выше температуры плавления парафина существенной роли не играют, т.к. основную роль выполняет температура теплоносителя.

3) если температура плавления парафина меньше 70°C , то целесообразно дальнейшее проведение лабораторных исследований по определению эффективности моющей способности воды и воды с реагентными добавками:

а) определение минимального температурного режима и максимальной эффективности для удаления АСПО, диапазон определения температуры от 40°C до 70°C ;

б) определение наименьшей концентрации реагента, обеспечивающую максимальную эффективность моющей способности;

в) по причине разного состава АСПО на месторождениях нефти необходимо выполнять подбор эффективности реагентных добавок для удаления АСПО для каждого конкретного объекта нефтедобычи.

Лабораторно обоснованный выбор наиболее эффективного химического реагента на основании лабораторных исследований позволяет значительно сократить ассортимент приобретаемых реагентов и уменьшить время проведения дорогостоящих опытно-промышленных испытаний. Повысить эффективность проведения регламентных работ, вследствие повышения МОП и наработки на отказ нефтедобывающего оборудования.

ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ХИМИЧЕСКИ ЭВОЛЮЦИОНИРУЮЩИХ СИСТЕМ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Козлов В. В., Стасьева Л. А., Кувшинов И. В., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А.

*Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти
Сибирского отделения Российской академии наук (ИХН СО РАН) (г. Томск)*

В последнее время все большее внимание уделяется разработке залежей тяжелых, высоковязких нефтей, что определяет актуальность фундаментальных и прикладных научно-исследовательских работ по формированию новых подходов к решению проблем их извлечения [1-5]. Для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти за счет увеличения проницаемости пород коллектора и продуктивности добывающих скважин в ИХН СО РАН разработана кислотная нефтewытесняющая композиция ГБК пролонгированного действия на основе ПАВ, аддукта неорганической кислоты и многоатомного спирта [1-3]. Композиция совместима с минерализованными пластовыми водами, имеет низкую температуру замерзания, минус 20 – минус 60 °С, низкое межфазное натяжение на границе с нефтью, регулируемые плотность, от 1.1 до 1.3 кг/м³, и вязкость – от десятков до сотен мПа·с, применима в широком интервале температур, от 10 до 250 °С. Композиция ГБК наиболее эффективна в карбонатных коллекторах: имеет замедленную реакцию с карбонатными породами, не образует нерастворимых продуктов, восстанавливает исходную проницаемость коллектора.

В результате взаимодействия композиции с карбонатным коллектором выделяется СО₂, который растворяется в нефти и снижает ее вязкость, что способствует увеличению степени извлечения нефти. Кроме того, в результате взаимодействия с карбонатным коллектором и гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, рН композиции повышается с 2.8-3.1 до 8.8-10.0, и она химически эволюционирует, превращаясь в щелочную нефтewытесняющую композицию с высокой буферной емкостью, обеспечивающую эффективное нефтewытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. После термостатирования с композицией ГБК и карбонатным коллектором при температуре 70-120 °С вязкость нефти снижается в 1.2-2.7 раза.

В работе приведены результаты исследования влияния закачки композиции ГБК перед первым циклом пароциклической обработки (ПЦО) на фильтрационные характеристики и коэффициент нефтewытеснения высоковязкой нефти пермо-карбоновой залежи Усинского месторождения на неоднородных моделях пласта в условиях, моделирующих пароциклическое воздействие.

Исследования проводили на установке физического моделирования, состоящей из двух параллельных колонок, наполненных дезинтегрированным керновым материалом и имеющих различные значения проницаемости. Модели неоднородного пласта насыщались моделью пластовой воды Усинского месторождения с определением объема пор модели. Затем через модель фильтровали модель нефти Усинского месторождения в объеме, равном трем объемам пор модели, частично замещая нефтью воду. Через нагретую модель неоднородного пласта (150 °С) в направлении «скважина – пласт» фильтровали пресную воду в объеме, равном 0.50 объема пор модели (моделирование ПЦО), с определением подвижности и перепада давления. После термостатирования в течение 12 часов, через модели неоднородного пласта в направлении «пласт – скважина» осуществляли фильтрацию пресной воды, определяя каждые 5-10 минут подвижности, перепад давления и количество вытесняемой нефти. Фильтрацию продолжали до полной обводненности продукции на выходе и стабилизации перепада давления. Рассчитанное по полученным данным значение коэффициента нефтewытеснения находилось в интервале для первой колонки – 29.6-57.6 %, для второй – 2.9-30.6% (таблица).

Таблица – Прирост коэффициента нефтевытеснения за счет использования кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия

№	Газопроницаемость, мкм ²		Коэффициент нефтевытеснения, %				Прирост коэфф. нефтевытеснения за счет применения композиции, %	
			До закачки композиции		В целом по эксперименту		1 колонка	2 колонка
			1 колонка	2 колонка	1 колонка	2 колонка		
1	2.700	1.268	47.1	21.2	47.1	21.2	-	-
2	2.450	1.690	47.1 (эксп. 1)	21.2 (эксп. 1)	50.5	41.8	3.4	20.6
3	2.300	1.200	29.6	2.9	53.2	42.4	16.6	35.6
4	2.100	1.220	33.6	30.6	47.0	46.0	9.4	10.4
							<u>4.0</u>	<u>5.0</u>
							13.4	15.4
5	1.555	0.382	57.6	15.1	66.2	39.1	2.6	9.3
							<u>6.0</u>	<u>14.7</u>
							8.6	24.0

Эксперименты по исследованию влияния кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия проводили следующим образом. В подготовленную модель неоднородного пласта в направлении «скважина – пласт» производили закачку кислотной композиции ГБК, в объеме, равном 0.5 объема пор модели. По истечении 12 часов производили нагрев модели неоднородного пласта до 150 °С. В направлении «скважина – пласт» фильтровали перегретую пресную воду в объеме, равном 0.5 объема пор модели, моделируя первый цикл пароциклического воздействия. Через модель неоднородного пласта в направлении «пласт – скважина» проводили фильтрацию пресной воды при 150 °С до полной обводненности продукции на выходе из колонок. По итогам экспериментов (после предварительной обработки кислотной композицией ГБК и ПЦО) были рассчитаны коэффициенты нефтевытеснения.

Фильтрационные испытания кислотной композиции ГБК пролонгированного действия в условиях, имитирующих ее применение перед первым циклом ПЦО, проводили путем сравнения фильтрационных характеристик модели после ПЦО, обработанной кислотной нефтевытесняющей композицией ГБК пролонгированного действия, и без обработки (эксперименты 2-5). В экспериментах 4 и 5 проводили два цикла обработки композицией и ПЦО. Прирост коэффициента нефтевытеснения для высокопроницаемой колонки в рамках всех экспериментов лежал в пределах от 3.4 до 16.6 %, для колонки, моделирующей низкопроницаемый пропласток коллектора, от 15.4 до 35.6 %.

Лабораторные исследования фильтрационных характеристик и нефтевытесняющей способности кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия, предложенной ИХН СО РАН, для условий пермокарбоновой залежи Усинского месторождения, показали эффективность ее применения при ПЦО скважин, как перед первым циклом ПЦО, так и перед последующими циклами.

Применение кислотной нефтевытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия перед первым циклом ПЦО при низкой температуре, 20-23 °С, за счет взаимодействия с карбонатными породами приводит к восстановлению исходной проницаемости коллектора без образования нерастворимых продуктов и снижению набухаемости глин, при этом выделяющийся CO₂ будет растворяться в нефти и снижать ее вязкость, в результате будет происходить доотмыв остаточной нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницаемых зон пласта.

При последующем проведении ПЦО за счет увеличения температуры в пласте скорость гидролиза карбамида, входящего в состав композиции, возрастет, будет происходить дальнейшее образование CO₂ и аммиака, сопровождающееся дальнейшим снижением вязкости нефти и повышением pH, в результате непосредственно в пласте образуется щелочная нефтewытесняющая система с высокой буферной емкостью, обеспечивающая эффективное нефтewытеснение и пролонгированное воздействие на пласт. В результате применения кислотной нефтewытесняющей композиции ГБК пролонгированного действия перед первым циклом ПЦО на пермокарбонатной залежи Усинского месторождения будет происходить увеличение дебитов по нефти и по жидкости, повышение продуктивности низко продуктивных добывающих скважин.

Литература

1. Алтунина Л.К. Тенденции и перспективы развития физико-химических методов увеличения нефтеотдачи месторождений тяжелой нефти / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов // *Химия в интересах устойчивого развития*. – 2018. – Т. 26. – № 3. – С. 261-277.
2. Алтунина Л.К. Физико-химические и комплексные технологии увеличения нефтеотдачи пермо-карбонатной залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения /Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов, Л.А. Стасьева, М.В. Чертенков, Л.С. Шкрабюк, Д.В. Андреев // *Нефтяное хозяйство*. – 2017. – № 7. – С. 26–29.
3. Altunina L.K. Chemically evolving systems for oil recovery enhancement in heavy oil deposits / L.K. Altunina, I.V. Kuvshinov, V.A. Kuvshinov, L.A. Stasyeva // *Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures (AMHS'17)*, October 9-13, 2017. – AIP Conference Proceeding. – V. 1909. – P. 020005. – Published by the American Institute of Physics. – <https://doi.org/10.1063/1.5013686>
4. Kozlov V.V. Sol-forming oil-displacing system intended to enhance oil recovery from deposits with difficult-to-recover reserves / V.V. Kozlov, L.K. Altunina, L.A. Stasyeva, V.A. Kuvshinov // *Proceedings of the International Conference on Advanced Materials with Hierarchical Structure for New Technologies and Reliable Structures 2016*, September 19-23, Tomsk, Russia. – AIP Conference Proceeding. – 2016. – V. 1783. – P. 020113. – <http://dx.doi.org/10.1063/1.4966406>
5. Алтунина Л.К. Нефтewытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, Л.А. Стасьева, И.В. Кувшинов, В.В. Козлов // *Георесурсы*. – 2016. – Т. 18. – № 4. – Ч. 1. – С. 281-288.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОДУКЦИИ ОАО «АЛТАЙСКИЙ ХИМПРОМ» ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Козлов М. С.

ОАО «Алтайский Химпром» (г. Яровое)

ОАО «Алтайский Химпром» им. Г.С. Верещагина основан в 1944 году на базе эвакуированного Перекопского химического завода. Предприятие находится в городе Яровое Алтайского края, в 460 км от Барнаула, на берегу озера Большое Яровое. Со времен

эвакуации наше химическое предприятие непрерывно развивалось, производилось оснащение сложными технологиями производства продукции для применения во многих отраслях промышленности в том числе оборонной. Поэтому исторически сложилось, что выпускаемая заводом продукция соответствует самым высоким показателям качества.

На сегодняшний день ОАО «Алтайский Химпром» - это современное, непрерывно развивающееся, хорошо оборудованное в техническом отношении химическое предприятие, имеющее мощную производственную и научную базу, квалифицированный персонал, огромный опыт работы на рынке потребителей химической продукции. Ассортимент выпускаемой продукции постоянно расширяется в соответствии с непрерывно меняющимися условиями рынка химической продукции. ОАО «Алтайский Химпром» выпускает кремнийорганические жидкости, дезинфицирующие средства, лакокрасочные материалы, химические реагенты для нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности, товары бытовой химии.

Имеющиеся на предприятии химические технологии и постоянно наращиваемый научный потенциал позволяют нам самостоятельно создавать успешные решения по химизации нефтепромышленных предприятий. Имея возможность проводить синтез активных основ всех основных видов химических реагентов, мы предлагаем наилучшие решения под конкретно стоящие задачи на нефтепромышленных предприятиях. Научный потенциал завода позволяет создавать индивидуальные решения для каждой задачи химизации нефтепромышленных процессов, а наличие квалифицированно инженерно-технического персонала – проводить самостоятельные испытания предлагаемой нами продукции с непрерывным контролем показателей технологических процессов испытаний.

Мы сотрудничаем с крупнейшими нефтепромышленными предприятиями России, такими как Роснефть и Лукойл. Поставляемые на эти компании химические реагенты производства ОАО «Алтайский Химпром», такие как противотурбулентная присадка, деэмульгаторы водонефтяных эмульсий, ингибиторы коррозии, позволили решить ряд сложных эксплуатационных задач со снижением удельных затрат. Гарантированное качество поставляемых реагентов позволяет считать нас надежными поставщиками, поскольку на рынок нефтехимии мы пришли всерьез и надолго.

Противотурбулентная присадка Fore FTA выпускается по ТУ 2458-002-10022712-2015, суспензия полимеров со сверхвысоким молекулярным весом. Противотурбулентная присадка ForeFTA предназначена для увеличения пропускной способности нефтепровода нефтепродуктопровода при заданном максимально допустимом давлении на выходе из насосных станций или уменьшения выходного давления насосных станций при заданном расходе.

Деэмульгаторы Fore E предназначены для разрушения стойких водонефтяных эмульсий, отделения воды на объектах УПСВ/УПН, а также на комплексах глубокого обезвоживания на НПЗ в установках ЭЛОУ, для использования в качестве добавки по удалению пластовой воды из нефти в процессах нефтедобычи с целью повышения нефтеотдачи пластов, для понижения вязкости транспортируемых водонефтяных эмульсий.

Высокоэффективный растворитель-ингибитор АСПО применяется для преддиагностической очистки магистральных нефтепроводов, для обработки нефтяных скважин с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений на поверхности нефтепромыслового оборудования и в призабойных зонах пластов (ПЗП), для дозирования в перекачиваемую нефть с целью препятствования формирования АСПО

Ингибиторы коррозии торговой марки Fore RP выпускаемые на ОАО «Алтайский Химпром» обеспечивают: высокий защитный эффект, высокое сродство ингибитора к металлу и пролонгирующее защитное действие.

Депрессорная присадка Fore DP применяется для снижения температуры застывания и улучшение текучести нефтежидкостей и углеводородных сред.

Нейтрализаторы сероводорода серии Fore NS 101 предназначены для связывания сероводорода и меркаптанов и перевода их в неактивную форму.

За пять лет работы продукция ОАО «Алтайского Химпрома» стала известна не только в России, но и за ее пределами. Сегодня ее поставляют на рынок Казахстана для Эмбинских месторождений в Прикаспийской зоне. А в этом году начали проведение переговоры с Павлодарским нефтедобывающим заводом о возможности поставок целого ряда продуктов. Более подробно ознакомится с ОАО «Алтайский Химпром», нашей продукцией можно на корпоративном сайте ahprom.ru.

Далее будут представлены результаты ОПИ нефтедобывающих предприятий (Деэмульгаторы, Депрессорные присадки).

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКИХ ГАЗОБЛОКАТОРОВ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН С АВПД

Коростелев А. С., Антоненко Д. В.

ООО «Гранула» (г. Екатеринбург)

Обеспечение надёжной зональной изоляции и герметичности крепи являются одними из ключевых факторов эксплуатационной надёжности скважины. С этой целью, при разработке составов тампонажных растворов особое внимание уделяют показателям водоотдачи, скорости набора статического напряжения сдвига, длительности критического периода гидратации, водо- и газопроницаемости. В ряде статей Вестника Общества инженеров-нефтяников (SPE Papers) также описаны методики оценки газоблокирующей способности тампонажных растворов на приборах типа СНА (анализатор гидратации цемента) и GMA (анализатор миграции газа), которые, однако, не получили широкого распространения и признания отечественными исследователями в области тампонажных растворов.

С учётом того, что в скважинных условиях и наличия АВПД может существовать достаточно большое количество возможных причин заколонных перетоков и миграции газа, велико и количество регулируемых параметров тампонажных растворов. Причем у различных сервисных компаний требования к газоблокирующим характеристикам бывают чрезмерно жёсткими, противоречивыми и не всегда имеют твердое научное обоснование.

В докладе рассмотрены различные механизмы возникновения заколонных перетоков в скважинах с АВПД и приведен критический анализ справедливости некоторых общеизвестных требований к изолирующей способности тампонажного камня. Также рассмотрены конкретные практические примеры возникновения негерметичности крепи и вклад в них характеристик тампонажных растворов и камня.

Также в докладе проанализированы различные типы газоблокирующих добавок и приведены наиболее эффективные из них с точки зрения реального обеспечения изолирующей способности и герметичности крепи скважины.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КАФЕДРЫ БНГС УГНТУ

Мулюков Р. А., Хафизов А. Р.

*Федеральное государственное образовательное учреждение высшего образования
«Уфимский государственный нефтяной технический университет» (ФГБОУ ВО
«УГНТУ») (г. Уфа)*

Выполнены работы по созданию облегченных энергосберегающих комбинированных бурильных колонн и специальных центрирующих элементов, позволяющих сохранить устойчивость колонны и доведение требуемой осевой нагрузки на долото до забоя. Специфической конструкции центраторы-турбулизаторы бурового раствора обеспечивают низкие значения коэффициента трения об горные породы и облегчают хождение бурильной колонны в стволе скважины. Генерируемые вихревые потоки значительно улучшают транспортировку шлама в кольцевом пространстве на различных участках профиля, предотвращая при этом дюнообразование и другие виды зашломовывания по всему стволу скважины. Выполнены необходимые расчеты по работе комбинированной бурильной колонны и гидравлические расчеты с учетом особенностей работы центраторов-турбулизаторов.

Значительного прироста эффективности получения и применения технологических жидкостей различного целевого назначения позволяет добиться альтернативный подход, основанный на их функциональном переключении под влиянием изменения внешних условий. Созданы ряд реагентов, представляющих собой концентраты для получения на скважине лубрикантов, противоприхватных, перфорационных жидкостей и жидкостей глушения. Это адаптивные технологические жидкости нового поколения, которые способны к управляемому изменению своих свойств в условиях скважины и пласта за счет перестройки образуемой в растворе надмолекулярной структуры, представляющей собой SMART-гель или мицеллярную дисперсию. Соответствующие полиморфные модификации мицеллярных структур оказываются исключительно полезны для создания лубрикантов, бактерицидов, стабилизаторов буровых растворов, противоприхватных жидкостей и жидкостей глушения. Адаптивные лубриканты АСОЛ-П, АСОЛ-Л, СУПРАМОЛ-1 обладают выраженным противоприхватным действием, обусловленным способностью к накоплению и передвижению углеводородного компонента в порах фильтрационной корки и шламовых отложений на нижней стенке скважины, благодаря которой концентрация углеводорода вместе с растворенными в его среде активными модификаторами поверхности металлов автоматически увеличивается в зоне контакта с бурильными трубами, блокируя образование межмолекулярных связей, вызывающих прихват. Последний реагент вызывает блокировку высокопроницаемой части сальника гелем, а в наиболее уплотненную контактную зону поступает углеводородный раствор, связывающий катионы обменного комплекса глины и вытесняющий с поверхности металла воду.

Разработаны тампонажные материалы, которые представляют собой комплексномодифицированные цементы для крепления скважин при высоких температурах (более 120 град.), парогидротермальных скважин, а также для крепления скважин на месторождениях, содержащих агрессивные пластовые флюиды. Для изготовления тампонажного материала используется дезинтеграторная технология приготовления, обеспечивающая повышение активности цементов при температурах ниже 100 град. Оптимизация минералогического состава цемента обеспечивает термодинамическую устойчивость продуктов твердения в условиях высоких температур и агрессивных сред. Выпуск тампонажных материалов производится в ООО «Цементные технологии».

Также разработаны забойные регистраторы по фиксированию реальных силовых характеристик долот в процессе бурения, разработаны методики подбора породоразрушающего инструмента и оптимального режима их работы для бурения скважин сложного профиля в сложных горно-геологических условиях по результатам стендового бурения.

ПРИМЕНЕНИЕ ЛАБОРАТОРНОЙ СТЕНДОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ ПОДБОРЕ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ, ИСПЫТАНИЯХ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ И ИССЛЕДОВАНИИ КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ

Соснин Е. А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Стандартные отечественные методики (ГОСТ 9.506-87, 9.514-99, 9.502-82, и др.) не позволяют определять защитные свойства ингибиторов и антикоррозионных покрытий при высоких температурах и давлениях. При этом в большинстве случаев без достижения высоких значений этих параметров не удастся создать необходимую по составу среду. Например, при атмосферном давлении нет возможности достичь растворимости углекислого газа или сероводорода в водной среде выше определенных значений, которые могут быть реализованы в условиях нефтепромысловых объектов.

В связи с этим Филиалом ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми было принято решение о приобретении лабораторной стендовой установки.

Состав и принцип работы установки

Лабораторная стендовая установка состоит из двух частей: коррозионно-гидродинамического контура и автоклава. В ее составе есть расширительная емкость, которая служит для заполнения системы коррозионно-активной средой и накопительная емкость, предназначенная для термостатирования. Установка также содержит расходомер, датчик давления, блок охлаждения, узел дозирования реагентов (УДР), клапан аварийного сброса давления и блоки дозирования углекислого газа и сероводорода.

В отличие от углекислого газа, сероводород в системе дозирования образуется в результате химической реакции между парафином и серой, и барботирует коррозионно-активную среду, насыщая ее до нужной концентрации. Затем под давлением азота коррозионная среда перетекает в контур и полностью его заполняет. После этого запускается насос, который перекачивает эту среду по контуру, в результате чего создаются определенные показатели температуры, давления и скорости потока жидкости.

Автоклав позволяет проводить испытания не только в статических, но и в динамических условиях, при перемешивании среды с помощью магнитной мешалки.

Лабораторная стендовая установка оснащена специализированным программным обеспечением (ПО) Corr.Test, которое позволяет в автоматическом режиме задавать значения температуры, давления и скорости потока, фиксировать эти данные, а также значения концентрации газов, рН и скорость коррозии в едином файле протокола испытаний.

Коррозионно-гидродинамический контур установки позволяет проводить испытания при температурах от +20 до +90°C, давлении до 40 атм и скорости потока до 10 м/с. Допускается содержание углекислого газа до 50 г/л. Автоклав позволяет выдерживать более высокие давление, температуру и содержание углекислого газа.

Возможности моделирования сред

Используя данную установку, можно проводить испытания при требуемых условиях в стабильных водно-солевых средах, в водонефтяных смесях любой обводненности, в средах с содержанием углекислого газа до 60 г/л и сероводорода до 1,5 г/л.

Содержание кислорода в системе устанавливается путем продувки сред азотом или углекислым газом и контролируется оксиметром Mettler Toledo, рН в средах с атмосферным давлением контролируется рН-метром с комбинированным электродом Mettler Toledo. В средах с высоким давлением есть возможность провести расчет рН, исходя из констант диссоциации кислот, констант гидролиза солей, а также буферных свойств систем. Точность состава сред можно контролировать путем отбора проб, для этого в составе установки предусмотрены пробоотборники высокого давления.

Содержание растворенного углекислого газа при высоких давлениях рассчитывается по литературным данным [1, 2], а его содержание при высоких давлениях в газовой фазе рассчитывается по уравнениям состояния реальных газов.

Для примера, приготовление модельной среды с заданным содержанием углекислого газа 2% масс. в газовой фазе было проведено путем его продувки при парциальном давлении 0,1 МПа и температуре 20°C до минимального содержания кислорода 0,05 мг/л и стабилизации рН в водной фазе. Затем испытательная емкость насыщалась азотом до давления 7 МПа, в результате чего мольная доля диоксида углерода в газовой фазе составила 1,4%, а массовая – 2,2%, в водной – равновесная 350 мг/л.

Проведение испытаний

В коррозионно-гидродинамическом контуре установки было проведено моделирование коррозионных процессов, происходящих в скважине в низкоминерализованной среде с содержанием сероводорода 300 мг/л при температурах 40 и 90°C, линейной скорости потока модельной среды 6 м/с и давлении 4 МПа. По результатам испытаний ингибиторов в этих условиях было установлено, что эффективность реагентов №11, Инкоргаз-21Т и Dodicor RP-190917-I при температуре 40°C составляет 60-80%, но падает по мере роста температуры. Скорость коррозии в период испытаний контролировалась электрохимическим и гравиметрическим методами, полученные данные отличаются высокой схожимостью, что подтверждает эффективность данной установки

С использованием установки были проведены испытания трубных заготовок групп прочности N80 типа Q и L80 типа 13Cr в автоклаве в высокоминерализованной углекислотной среде в жидкой и газовой фазе при температуре 80°C, давлении 10 МПа и содержании CO₂ в газовой фазе 2,2% масс.

В углекислотной водной среде были испытаны защитные покрытия Belzona 1593 на эпоксидной основе, эпоксидное покрытие Belzona 1391Т с керамическим наполнителем, полиуретановое покрытие PolyPlex-P, новолачный эпоксид аминового отверждения Phenoline 1205, трехкомпонентный винилэфирно-полиуретановый полимерный сплав Корротан ХТ и силикатно-эмалевые покрытия Z1, Z2, Z3, Z4. Испытания проходили при давлении 10 МПа, температуре 75 и 150°C и содержании углекислого газа 60 г/л в течение 24-500 час., сброс давления происходил со скоростью 0,15 МПа/с.

По результатам испытаний все покрытия на основе эпоксида обнаружили отсутствие стойкости к углекислотной водной среде при данных условиях: в течение суток произошло их отслоение и пузырение. Силикатно-эмалевые покрытия, напротив, продемонстрировали полную устойчивость к воздействию углекислотной среды – на их поверхностях не было зафиксировано никаких разрушений.

Помимо покрытий, в автоклаве в углекислотной среде были испытаны различные марки сталей – от углеродистых до легированных и нержавеющей. Испытания проходили при давлении 10 МПа, температурах 75, 150 и 200°C и содержании углекислого газа состоянии 60 г/л. При низких температурах скорость коррозии углеродистых и марганцовистых сталей составила 30-37 мм/год, хромистых сталей – 20 мм/год, нержавеющей сталей – 0,3 мм/год. По мере роста температуры наблюдалось снижение скорости коррозии, что было обусловлено образованием коррозионно-защитающего

осадка сидерита на поверхности металла и снижением растворимости диоксида углерода, при этом порядок коррозионной стойкости сталей сохранился.

Наконец, в автоклаве в низкоминерализованной углекислотной среде были испытаны ингибиторы коррозии Сонкор 9510 В, Сонкор 9925, ФЛЭК-ИК-201 Б, Сатис Г и Реком-6017А1. Испытания проходили при давлении 10 МПа, температурах 75, 150 и 200°С, в условиях содержания углекислого газа 60 г/л. Результаты показали, что при низких температурах ингибиторы работают достаточно эффективно, позволяя получать защитный эффект до 97%, который резко падает по мере роста температуры и при 200°С составляет лишь 20%. Такая закономерность обусловлена десорбцией ингибиторов и их термическим разложением, подтвержденным в ходе спектрального анализа.

Выводы

Таким образом, лабораторная стендовая установка позволяет проводить коррозионные испытания в широком диапазоне давлений, температур, скоростей потока при различных составах сред и получать достоверные данные с высокой сходимостью.

В процессе испытаний все параметры процесса контролируются поверенными средствами измерения, что подтверждает задания этих условий.

Специалистами Отдела защиты от коррозии Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермьНИПИнефть» в г. Перми разработаны методики коррозионных испытаний с помощью данной установки, которые в случае заинтересованности могут быть предложены для использования нефтяным компаниям.

Литература

1. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. – М.: «Недра». – 1991. – 177 с.
2. Маркин А. Н., Низамов Р. Э. СО₂-коррозия нефтепромыслового оборудования. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2003. – 188 с.

ПОСЛЕДНИЕ РАЗРАБОТКИ В ОБЛАСТИ ХИМИИ ПОЛИМЕРОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Тома А., Иванис А. И.

Общество с ограниченной ответственностью «СНФ Восток» (г. Москва)

Бизнес-модель нефтегазовой отрасли проста: производить углеводороды экономически эффективным способом для удовлетворения растущего мирового спроса на энергию. Отметим, что основные технические проблемы, с которыми сталкиваются инженеры, имеют общий характер: после длительного периода разработки в резервуарах остается много трудноизвлекаемой нефти и через некоторое время количество добываемой воды увеличивается, что делает эксплуатацию едва ли экономически выгодной. Существуют усовершенствованные методы добычи нефти, которые помогают увеличить коэффициент извлечения и уменьшить объем добываемой воды. Среди них широко применяются во всем мире два метода.

1. Закачка полимера для увеличения коэффициента вытеснения и ускорения перемещения подвижной нефти в месторождениях с поздней стадией разработки или новых месторождениях, сопровождаемая уменьшением объема добываемой воды.

2. Гидравлический разрыв, обеспечивающий поток углеводородов в резервуарах с низкой проницаемостью (коллектор с малой проницаемостью «обычные» или «нетрадиционные» пласты глинистых сланцев).

Общим условием реализации обоих методов является использование полиакриламидных полимеров. При полимерном заводнении вязкость воды увеличивается за счет добавления водорастворимых полимеров, которые должны легко перемещаться в пласте без деградации. Границы применения данного метода в настоящее время очень широки: полимеры вводят при повышенных температурах и малых проницаемостях, а также в пласты с высокой минерализацией с большим успехом. Сегодня разработки нацелены на точечную обработку полимерами в нефтяных коллекторах для минимизации механической деструкции и увеличения вязкости при температурном воздействии.

При ГРП затраты были снижены, а характеристики улучшены за счет замены сшитых систем гуар / борат простыми полиакриламидными полимерами с более высокой концентрацией. В этом случае используется только один продукт как для уменьшения трения, так и для транспортировки проппанта, что снижает эксплуатационные ограничения и затраты, и показывает отличные результаты на месторождениях.

В докладе будут приведены примеры последних разработок в области полимерного заводнения и ГРП.

О ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТМК «ЭФФЕКТ» В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ ПРИ ДОБЫЧЕ И ПОДГОТОВКЕ НЕФТИ

Чуйко А. И., Андрианов К. В.

ООО «НАНО-МИК» (г. Москва)

При разработке запасов нефти с высоким содержанием АСПО появляются технологические сложности с ликвидацией АСПО на технологическом оборудовании и в трубопроводах. Образцы АСПО, вследствие своего состава классифицируются на три типа, в зависимости от отношения содержания парафинов (П) к сумме содержания асфальтенов и смол (А+С):

- асфальтеновый: $P / (A+C) \leq 0,9$;
- парафиновый: $P / (A+C) \geq 1,1$;
- смешанный: $P / (A+C) = 0,9 \dots 1,1$.

Почти все загрязнения, в том числе асфальто-смоло-парафиновые образования, гидрофобны, вода, обладая большим поверхностным натяжением, не смачивает загрязненные поверхности и соответственно отмывающая характеристика очень низкая.

Лабораторные исследования ТМК «ЭФФЕКТ»

- Отмывающей способности водного раствора с ТМК «ЭФФЕКТ», исполнитель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг».
- Отмывающей способности водного раствора с ТМК «ЭФФЕКТ», исполнитель ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка».
- Деэмульгирующей способности водного раствора с ТМК «ЭФФЕКТ», исполнитель АО «Гипровостокнефть».
- Способности водного раствора с ТМК «ЭФФЕКТ» предотвращать образование АСПО, исполнитель АО «Гипровостокнефть».

Результаты лабораторных исследований исполнитель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Исследовались отмывающие свойства раствора с ТМК «ЭФФЕКТ» при скорости вращения мешалки 200 и 300 об/мин.

1. Раствор ТМК «ЭФФЕКТ» обеспечивает снижение силы сцепления молекул АСПО между собой и поверхностью оборудования.
2. Температура теплоносителя необходима не менее 60°C.
3. Скорость потока закачиваемого реагента необходима не менее 12-15 м³/час, что соответствует 200 оборотов в минуту в лабораторных условиях.

Результаты испытаний моющей композиции ТМК «Эффект» в ООО «Лукойл-Волгограднефтепереработка»

Результаты испытаний технической моющей композиции ТМК «Эффект» показали, что эффективность композиции для большинства исследуемых загрязнений составляет 99,9%-100% (время контакта 2 часа), для асфальта деасфальтизации-30% (время контакта 2 часа).

Результаты деэмульгирующей способности водного раствора с ТМК «ЭФФЕКТ». АО «Гипростокнефть»

Результаты лабораторных исследований по оценке деэмульгирующей способности водного раствора с ТМК «ЭФФЕКТ» показал отличные результаты. После обработки поверхности водным раствором, содержащим реагент в концентрации 10 %, эффективность ингибирования составляет 78 %, при концентрации 35 % – соответственно 80 %.

Результаты данного исследования позволяют считать, что скорость выпадения АСПО на технологические поверхности будет снижена не менее чем в три раза и соответственно количество повторных обработок по предотвращению АСПО также сократится.

Экономическая оценка технологий с применением ТМК «Эффект»

Проведена сравнительная технико-экономическая оценка применения на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» технологий очистки скважинного оборудования от АСПО

- 1) технология промывки горячей водой – 274,9 тыс. руб.
- 2) технология промывки горячей нефтью – 271,0 тыс. руб.
- 3) технология с использованием ТМК «Эффект» - 100,1 тыс. руб.

Технико-экономическая оценка показала, что при сложившихся на мировом рынке уровне цен на углеводороды и в действующей в РФ системе налогообложения наилучшими экономическими показателями эффективности характеризуется технология очистки скважинного оборудования с применением реагента ТМК «Эффект». Таким образом, технология очистки скважинного оборудования с применением реагента ТМК «Эффект» может быть рекомендована к внедрению на месторождениях.

Рекомендации по применению ТМК «ЭФФЕКТ»

В области техники и технологии добычи нефти:

- технология очистки от АСПО внутрискважинного оборудования;
- технология очистки от АСПО нефтесборных трубопроводов;
- технология очистки от АСПО технологических емкостей, используемых при добыче и подготовке нефти;
- очистка от АСПО НКТ и штанговых насосов;
- технология подготовки товарной нефти;

В области интенсификации притока нефти и повышения нефтеотдачи пластов:

- кавитационная технология стимуляции призабойной зоны пласта с применением ТМК «ЭФФЕКТ»;
- бурение радиальных скважин в карбонатных и терригенных коллекторах с применением ТМК «ЭФФЕКТ»;
- для повышения нефтеотдачи пластов при закачке оторочек пресной воды с ТМК «ЭФФЕКТ».

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ КАК КЛЮЧ К
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОМУ ПРОИЗВОДСТВУ

Вещер Е. В.

ООО «АББ» (г. Пермь)

Проблемы качества электропитания являются одной из основных причин нарушения технологического процесса, что может приводить к повреждению оборудования и продукции, простоям, недовыпуску продукции и прочим негативным последствиям.

Одной из самых распространенных проблем качества электропитания являются кратковременные провалы напряжения. По данным исследования, проведенного EPRI (Electric Power Research Institute) более 90% событий в сети это именно кратковременные провалы напряжения.

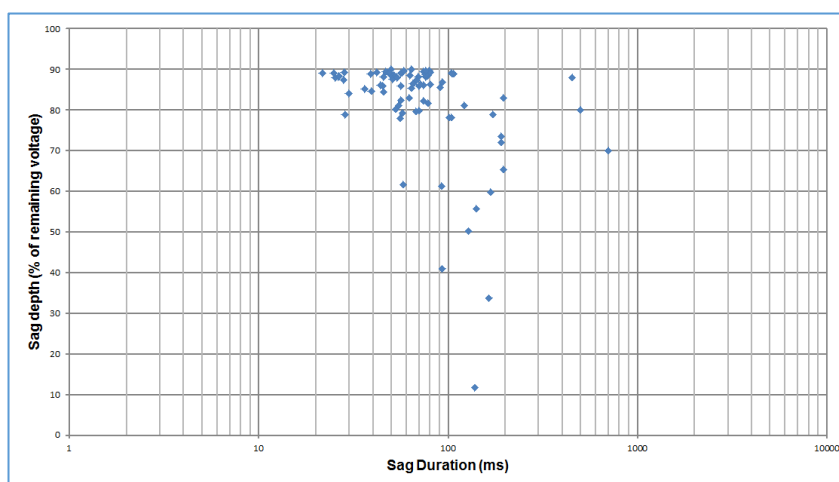


Рисунок 1

Для борьбы с влиянием таких событий на технологические процессы могут применяться различные меры как организационного, так и технического характера. В качестве технических средств защиты от провалов напряжения могут быть использованы, например, источники бесперебойного электропитания с различными топологиями (онлайн, офф-лайн, динамические и проч.) и различными типами накопителей энергии (свинцово-кислотные, никель-кадмиевые, литий-ионные батареи, маховики, суперконденсаторы и т.д). Но любые типы накопителей энергии имеют существенную стоимость, массу и габариты и, как правило, ограниченный срок службы. Но в условиях промышленного предприятия провал напряжения до нуля, когда накопители энергии действительно необходимы, является событием крайне редким.

Поэтому для защиты от кратковременных провалов напряжения (не до нуля) был разработан класс устройств, названный динамическими компенсаторами искажений напряжения. Эти устройства не имеют в составе накопителей энергии и, как следствие, имеют существенно меньшие габариты и стоимость владения относительно источников бесперебойного электропитания.

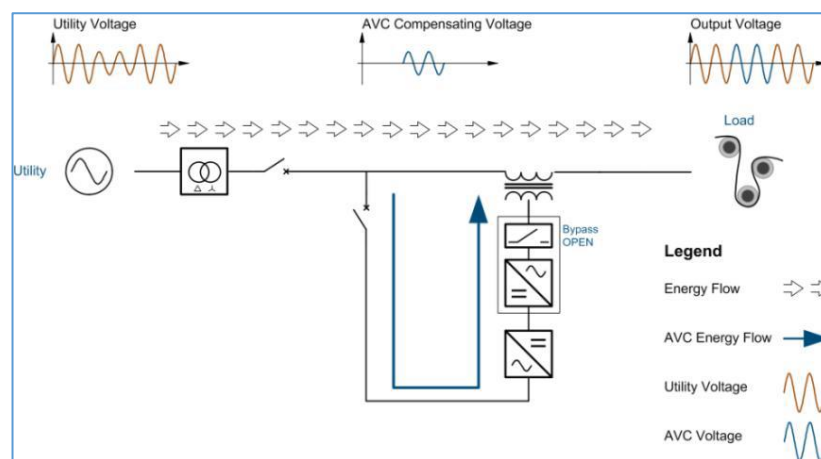


Рисунок 2

Принцип действия основан на поддержании стабильного напряжения в сети нагрузки за счет изменения потребляемого из питающей сети тока при неизменной потребляемой мощности.

Компания АББ выпускает подобные устройства в классе напряжения 0,4кВ и диапазоне мощностей от 150кВА до 3600кВА. Устройства позволяют полностью скомпенсировать трехфазные провалы напряжения глубиной до 40% при длительности до 30 секунд, непрерывно стабилизировать напряжение при отклонениях до $\pm 20\%$ (в зависимости от исполнения), защищают от фликера. На сегодняшний день во всем мире, в том числе и в России, установлено и эксплуатируется около 2000 таких систем суммарной мощностью более 1500 МВт.

ПРОМЫШЛЕННОЕ ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ LORAWAN

Голдобин А. В.

ООО «РОССМА» (г. Пермь)

Направления деятельности компании «РОССМА»:

- исследования и разработка (R&D) LPWAN решений (интеллектуальный нефтепровод, интеллектуальная скважина, умная буровая, умное ЖКХ);
- разработка ПО и производство АС (Производство «полевого» оборудования ROSSMA ПИОТ-AMS, собственная ПИОТ платформа, разработка отраслевых приложений);
- интеграция (интеграционные шлюзы с платформенными решениями в ТЭК – Телескоп+ (НПФ «Прорыв»), InTouch (WonderWare), PI System (OsiSoft);
- сервисная поддержка (инсталляция, гарантийная и пост гарантийная сервисная поддержка).

Преимуществами технологии LoRaWan являются:

- встроенные механизмы кодирования и шифрования;
- непрерывная работа в режиме реального времени, высокая готовность простота в эксплуатации;
- большой радиус охвата и простота развертывания сетей;
- высокая проникающая способность сигнала;
- энергонезависимость абонентских устройств;

- высокая помехозащищенность и устойчивость связи;
- открытость и стандартность LoRaWAN (по сравнению с другими технологиями LPWAN);
- низкая стоимость владения.

Компанией РОССМА (г. Пермь) разработан и запущен в серийное производство «Универсальный автономный беспроводной измеритель-коммутатор контроллеров и датчиков с цифровыми и аналоговыми выходами» (ROSSMA ИОТ-АМС), работающий по технологии LoRaWAN.

Функциональные возможности устройства при работе с данными от датчиков и контроллеров: RS-485, RS-422, RS-232, Modbus, 0-5мА,0-20мА,4-20мА, 0-0,01В/0-1В/0-10В, импульсный выход.

Данное устройство позволяет осуществлять длительную автономную работу датчиков и измерителей с выше указанными выходными интерфейсами от обычных батареек (Элемент литий-тионилхлоридный. Хранение до10лет, саморазряд <1% в год. Разработана для долговременной работы с небольшим потреблением тока. Рабочая температура (°С): -55...+85. Номинальное напряжение (В):3,6. Номинальная емкость (мАч): 16500. Стандартный разрядный ток(мА): 5,0 (max500).

Сферы применения и сопряжения с промышленными и бытовыми устройствами:

ИК ROSSMA ИОТ-АМС Pulse (Счетчик импульсов) – до 8 входов на один измеритель – коммутатор ROSSMA ИОТ-АМС:

- счетчик воды;
- счетчик газа;
- электрический счетчик (одно тарифный учет);
- число качаний;
- число оборотов;
- количество включений/выключений;
- управление шкафами автоматики (пускателями, реле);
- и т.п.

ИК ROSSMA ИОТ-АМС Analog (Измеритель аналоговых/токовых/резистивных сигналов):

- датчики давления с токовым выходом 4-20 ма;
- датчики температуры;
- датчики уровня;
- датчики загазованности;
- датчики освещенности;
- датчики влажности;
- датчики тока и напряжения;
- датчики заряда аккумулятора;
- тензорезистивные датчики сжатия и растяжения.

ИК ROSSMA ИОТ-АМС MODBUS (Работа с промышленными и бытовыми контроллерами по RS-485) - до 64 устройств на один ИК ROSSMA ИОТ-АМС.

- промышленные и бытовые контроллеры;
- тепловычислители, в т.ч. режиме самостоятельного опроса;
- расходомеры;
- различные датчики с цифровым выходом.

ИК ROSSMA ИОТ-АМС RS232 (Работа с промышленными и бытовыми контроллерами по RS-232) - до 64 устройств на один ИК ROSSMA ИОТ-АМС:

- промышленные и бытовые контроллеры;
- многотарифные электросчетчики, в т.ч. режиме самостоятельного опроса.

ИК ROSSMA ИОТ-АМС DRY CONTACTS (сухой контакт):

- охранно-пожарные датчики;
- контроль доступа;
- контроль утечек (газ, вода);
- освещенность.

Например, длительность автономной работы измерителя давления типа Метран150 с токовым выходом 4–20 мА, с передачей данных по сети LoRaWan:

- с дискретностью 1 замер/2мин, от 1 батарейки 19 А/ч составляет: 6 месяцев;
- с дискретностью 1 замер/час, от 1 батарейки 19 А/ч составляет: 3года.

Возможности «Универсального автономного беспроводного измерителя коммутатора контроллеров и датчиков с цифровыми и аналоговыми выходами»:

- в автономном режиме (при отсутствии внешнего электропитания) выполнять снятие показаний с датчиков и измерителей с цифровыми и аналоговыми выходами;
- на один ROSSMA ПОТ-AMS стандартной комплектации можно вывести до 8 измерителей (датчиков) либо до 64 контроллеров и передать по сети LoRaWAN одним пакетом до 64 параметров (давление, температура, расход, показания влажности, освещенности, местоположения, заряда батареи, а также вывести тревоги с охранной, пожарной сигнализацией, с датчиков затопления и системы контроля доступа);
- дискретность съема показаний настраивается для каждого параметра индивидуально (от 1 раза в минуту и более);
- производить корректировки внутренних часов для синхронизации времени съема показаний;
- время автономной работы контроллера может достигать до 10 лет в зависимости от количества параметров, типа датчиков и частоты съема показаний;
- при отсутствии связи с базовой станцией LoRaWAN есть возможность накапливания снятых показаний и последующей передачей при возобновлении связи;
- есть возможность обрабатывать, на стороне ROSSMA ПОТ-AMS, аварийные и тревожные события и управлять исполнительными элементами объекта для предотвращения аварий.

Использование решений, разработанных нашей компанией позволяет решать следующие задачи промышленности:

№ 1 – «Мониторинг нефтепровода»

№ 2 – «Мониторинг и управление скважинами и вспомогательным технологическим оборудованием в процессах нефтедобычи»

Результаты использования технологии LoRaWAN на объектах нефтедобычи.

Произведен монтаж базовой станции LoRaWAN на мачте связи, с высотой подвеса – 40 м. Проведены замеры затухания сигнала на всей протяженности трубопровода! **ДОСТИГНУТО УСТОЙЧИВОЕ ПОКРЫТИЯ В РАДИУСЕ 15 КМ ОТ БАЗОВОЙ СТАНЦИИ!**

Произведена установка датчиков давления с токовым выходом 4..20 мА и автономного измерителя –коммутатора ROSSMA ПОТ-AMS на линейной части нефтепровода, на расстоянии 2,4 км и 10,1 км от базовой станции для вывода значения давления. **РЕЗУЛЬТАТ ЗАМЕРОВ СНИМАЮТСЯ КАЖДЫЕ 2 МИНУТЫ И ПЕРЕДАЮТСЯ В ТЕЧЕНИИ 12 МЕСЯЦЕВ!**

Произведена установка автономного измерителя – коммутатора ROSSMA ПОТ-AMS на узлах учета на начальной и конечной точках нефтепровода для вывода значений давления и расхода. **РЕЗУЛЬТАТ ЗАМЕРОВ СНИМАЮТСЯ КАЖДЫЕ 2 МИНУТЫ И ПЕРЕДАЮТСЯ В ТЕЧЕНИИ 12 МЕСЯЦЕВ!**

Произведена установка автономных измерителей – коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS на нефтяных скважинах, система снимает по 25 параметров с каждой скважины. **СИСТЕМА ПЕРЕДАЕТ ПАРАМЕТРЫ 1 РАЗ В ЧАС И ПО ВЫХОДУ ЗА УСТАНОВЛЕННЫЕ УСТАВКИ. РЕАЛИЗОВАНО ТЕЛЕУПРАВЛЕНИЕ: ЗАДАНИЕ**

КОНТРОЛЬНЫХ УСТАВОК, ИЗМЕНЕНИЕ ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ПЭД, ПУСК/ОСТАНОВ!

Произведена установка автономных измерителей – коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS на очистные устройства (установки депарафинизации скважин) типа УОК-НКТ. СИСТЕМА ПЕРЕДАЕТ ПАРАМЕТРЫ 1 РАЗ В 10 МИН.

Измерители коммутаторы ROSSMA ПОТ-AMS устанавливаются на объекты нефтедобычи во взрывозащищенном варианте исполнения. ИЗМЕРИТЕЛЬ-КОММУТАТОР ROSSMA ПОТ-AMS УСТАНОВЛЕННЫЙ НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ОДНОВРЕМЕННУЮ РАБОТУ ДВУХ ДАТЧИКОВ ДАВЛЕНИЯ С ДИСКРЕТНОСТЬЮ ЗАМЕРА И ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ 1 РАЗ/ЧАС И ВРЕМЕНЕМ АВТОНОМНОЙ РАБОТЫ –3 ГОДА.

Сферы применения ROSSMA ПОТ-AMS:

СИСТЕМЫ АСУ ТП И МОНИТОРИНГА ОБЪЕКТОВ КРИТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ В ТЭК. С применением измерителей – коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS можно организовать мониторинг работы производственных объектов, построение систем телеметрии и автоматизации технологических процессов, построение систем АСТУЭ/АСКУЭ.

СИСТЕМЫ ЭНЕРГОУЧЕТА. С применением измерителей –коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS можно организовать сбор данных с узлов учета электроэнергии, узлов учета тепла, узлов учета пара и других.

КОММУНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. С применением измерителей –коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS можно организовать сбор данных с общедомовых узлов учета, квартирных счетчиков тепла, воды и электроэнергии.

СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ. С применением измерителей – коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS можно организовать охранные функции своего дома, квартиры, офиса – обеспечив их беспроводными автономными датчиками задымленности, температуры, проникновения, движения, ускорения, контроля протечек и т.д.

ЖКХ И ОБЩЕГОРОДСКАЯ ИНФРАСТРУКТУРА. С применением измерителей – коммутаторов ROSSMA ПОТ-AMS можно организовать контроль наполнения мусорных баков с автоматической подачей заявки на вывоз мусора, контроль включения/выключения электрических приборов и систем освещения, контроль состояния воды и воздуха, контроль отклонений от заданных параметров в инженерных сооружениях и другое.

ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩИЕ РЕШЕНИЯ НА БАЗЕ ЧАСТОТНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Гусев О. Е.

ООО «НПО «Эталон» (г. Добрянка)

ООО «Научно-Производственное объединение «Эталон» начало свою деятельность в декабре 2007 года. Компания была создана для удовлетворения потребности предприятий различных отраслей в современном качественном оборудовании. За прошедшие годы наша Компания динамично росла и развивалась, в одного из лидеров на рынке решений в энергетическом секторе.

Наше собственное конструкторское бюро успешно ведёт разработку новых видов продукции для удовлетворения растущих потребностей заказчиков. Всё, что мы предлагаем – это продукция нашей разработки и производства.

В настоящий момент в структурах НПО «Эталон» работает более 1200 человек, мы обладаем собственными производственными площадями в Пермском крае. Производственный цикл включает в себя изготовление блоков электроники, сборку силовых блоков, как низковольтных, так и высоковольтных, изготовление корпусов, блок-боксов - то есть, весь спектр технологических операций, необходимых для создания качественного высокотехнологичного оборудования.

ООО НПО «Эталон» разрабатывает и производит следующее энергоэффективное оборудование:

Высоковольтное оборудование.

1. Высоковольтные автоматизированные системы частотного пуска и регулирования производительности электроустановок (СЧПР), 6-10 кВ. Диапазон мощностей – до 4 МВт.

2. Высоковольтные автоматизированные системы мягкого пуска и регулирования производительности электроустановок (СМП), 6-10 кВ. Мощность-до 12 МВт.

Низковольтное оборудование.

1. Низковольтные частотные преобразователи наружного размещения.
2. Контроллер Эталон - для построения АСУ.
3. ДКРМ-Динамический компенсатор реактивной мощности.
4. АФ-активный фильтр для компенсации гармонических искажений питающей сети.
5. ДКГ-пассивный фильтр для компенсации гармонических искажений питающей сети.

Энергоэффективное оборудование для добычи.

1. Станции управления УЭЦН различных типов.

Высоковольтные СЧПР «Эталон» представлены двумя типами оборудования:

1. Энергоэффективный ЧРП прямого преобразования – от 1,25 МВт до 4 МВт.
2. Этот преобразователь включает в себя разделительный многообмоточный трансформатор и построен на основе современных высоковольтных силовых ключей. Такое решение обеспечивает существенные преимущества по сравнению с обычными двухтрансформаторными преобразователями: более высокий КПД (97%), практически полное отсутствие влияния на питающую сеть и электродвигатель, более низкую стоимость.

3. Стандартная 2-х трансформаторная схема – 315 кВт до 1,6 МВт

Этот преобразователь выполнено традиционной схеме - с понижающим и повышающим трансформаторами. Формирование выходного синусоидального напряжения осуществляется за счёт применения встроенного синусного фильтра. Такая конструкция позволяет эффективно решать задачи энергосбережения и управления технологическим процессом в диапазоне мощности от 400 до 1,2МВт. Исполнение СЧПР позволяет устанавливать его на открытых, подготовленных помещениях не требуется - это даёт возможность существенно экономить на строительных работах.

СЧПР «Эталон» имеют 2 исполнения:

- шкафное исполнение - для установки в подготовленных помещениях;
- блок-бокс для установки на открытых площадках.

СЧПР «Эталон» позволяет управлять несколькими двигателями – реализован безударный перевод на промышленную сеть и подхват двигателя, работающего напрямую от сети.

Система частотного пуска СЧПР «Эталон» позволяет существенно экономить электроэнергию, получать дополнительную выгоду за счёт гибкого управления

технологией и увеличить межремонтный период за счёт снижения электрических и ударных механических нагрузок.

Высоковольтные системы мягкого пуска. Система мягкого пуска (СМП) предназначена для поочередного плавного запуска одного или нескольких высоковольтных асинхронных (синхронных) электродвигателей:

- Уном: 6–10кВ;
- Iном: до 1000А;
- Рном: до 12МВт.

Мы объединили преимущества новейших разработок и отечественной инженерной школы и создали эталон.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ. РЕЗЕРВЫ И ДОСТИЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ - ЧЛЕНОВ АССОЦИАЦИИ ЭНЕРГЕТИКОВ ЗАПАДНОГО УРАЛА

Закиров Д. Г.

Ассоциации энергетиков Западного Урала (г. Пермь)

Энергоемкость Российской экономики в 2-2,5 раза выше, чем в передовых странах мира. В себестоимости выпускаемой продукции доля энергетической составляющей в среднем по нашему региону составляет 15%, а на крупных энергоёмких производствах доходит до 50%, что отрицательно влияет на конкурентоспособность выпускаемой продукции.

Президентом России была поставлена задача к 2020 году снизить энергоёмкость ВВП не менее, чем на 40% от уровня 2007 года.

К сожалению, за это время, энергоёмкость по России снизилась лишь на 13%.

Цены на энергоресурсы постоянно растут. Высокие энергетические затраты снижают конкурентоспособность и инвестиционную привлекательность экономики, способствуют постоянному росту цен на энергоносители и на все виды товарной продукции. Постоянный рост цен на топливно-энергетические ресурсы оказывает угнетающее влияние на экономику страны и создает недовольство потребителей, имеющиеся резервы повышения энергетической эффективности используются не в полной мере.

Поэтому сегодня сугубо актуальной остается проблема экономии топливно-энергетических ресурсов.

В целях снижения энергоёмкости и повышения конкурентоспособности выпускаемой продукции предприятий региона Ассоциация энергетиков Западного Урала, которой исполнилось 20 лет со дня основания, проводит целенаправленную работу, оказывает содействие промышленным и коммунальным предприятиям, как в снижении энергоёмкости производства, распространении передового опыта внедрения энергоэффективных технологий и оборудования, проведению энергетических обследований, так и в решении вопросов, определяющих современную политику в области энергосбережения и тарифов.

Для внедрения в производство новых энергоэффективных технологий, инновационных проектов Ассоциацией энергетиков Западного Урала проводилась большая информационная работа, ежегодно совместно с Правительством Пермского края проводились Международные и Российские конференции по энергосбережению, выполнен ряд издательских проектов.

18 лет выпускался ежеквартальный журнал «Энергосбережение, проблемы энергетики Западного Урала», удостоенный премии Международной выставки и внесен в «Золотой фонд прессы». Ежегодно организуется и проводится конкурс на «Лучшее энергоэффективное предприятие Западного Урала», «Лучшую энергосервисную компанию», «Лучший энергетик Западного Урала».

Руководители предприятий, достигшие больших результатов, в снижении энергоемкости производства награждаются медалью «За вклад в повышение энергоэффективности региона».

Ассоциация энергетиков Западного Урала разработала концепцию по созданию энергоэффективной экономики Пермского края, разработаны научные основы создания энергоэффективной экономики Пермского края, комплексная инновационная система управления энергоэффективностью и экологизации производства, программа внедрения собственных автономных источников энергии (рис. 1).

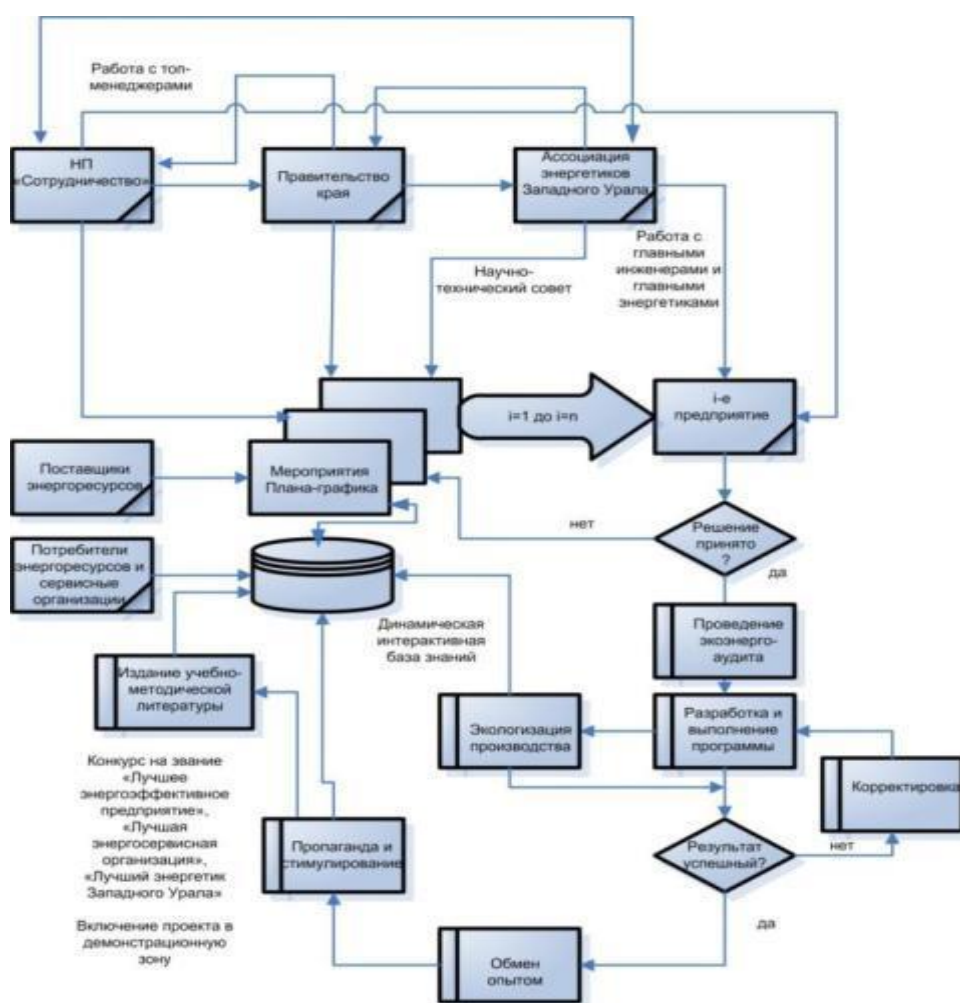


Рисунок 1

На предприятиях являющихся членами Ассоциации энергетиков Западного Урала проводится большая работа по снижению энергоемкости производства, внедрение новых энергосберегающих технологий, автономных источников энергии, экономии топливно-энергетических ресурсов.

Достигли больших успехов в этом направлении крупные энергоемкие предприятия – ООО «Лукойл - Пермь», ООО «ЛУКОЙЛ - Пермнефтеоргсинтез», ООО «ЛЛК - Интернейшл», ПАО «Уралкалий», ПАО «Ависма», ОАО «Соликамскбумпром», ЗАО

«Сибур-Химпром», АО «Редуктор-ПМ», ПАО НПО «Искра», ПАО «Метафракс», ОАО «Авиадвигатель», Пермский завод «Машиностроитель», ООО ППГ «ИОЛЛА» и другие.

Проводимая работа получила признание со стороны МинПромЭнерго РФ, Комитета по возобновляемым источникам энергии Союза научных и инженерных организаций и данная система рекомендована для внедрения в других регионах России.

Благодаря активной совместной работе потребителей и производителей энергии, Правительства Пермского края, общественных организаций в Пермском крае достигнуты хорошие результаты, значительно снижается энергоемкость производства, что отмечено и подтверждается в государственном докладе МинЭнерго РФ «О состоянии энергосбережения и повышения энергетической эффективности» в 2016 году, где отмечено на стр. 114, что наиболее значительное сокращение энергоемкости ВРП в текущих ценах составило в Пермском крае.

В этом большая заслуга руководителей и главных энергетиков промышленных предприятий, которые внесли значительный вклад в снижение энергоемкости валового регионального продукта (ВРП) региона.

В авангарде предприятия нефтяной отрасли, которые достигли значительных успехов и целенаправленно проводят большую работу по повышению энергетической эффективности, экономии топливно-энергетических ресурсов, ежегодно находятся в числе победителей конкурса «На лучшее энергоэффективное предприятие Западного Урала».

Проводится большая работа ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», достигнуты очень хорошие результаты, ежегодно снижаются удельные нормы расходов на электроэнергию и тепло, снижаются потери электрической энергии. Используется попутный нефтяной газ на собственных энергетических центрах. Развивается собственная генерация. Разрабатываются оперативные стратегические Программы энергосбережения.

Только за последние годы ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ» три раза было признано «Лучшим энергоэффективным предприятием Западного Урала», а главный энергетик Шамаев Виталий Адольфович - лучшим энергетиков Западного Урала.

Также большие успехи достигнуты ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Глубина переработки нефти достигла уровня 98%, реализуется Программа повышения энергоэффективности производства, которая предусматривает повышение энергоэффективности производств, внедрение энергосберегающих процессов и оборудования, оптимизацию схем энергопотребления. В 2015 году на предприятии внедрен собственный автономный источник на 200 МВт, за счет использования сухого отбензиненного газа. Проектная суммарная электрическая мощность электростанции составляет 200 МВт, тепловая 435 Гкал/ч, которая полностью обеспечивает потребность в энергоресурсах предприятия, которые значительно ниже, чем покупные от монополистов.

По результатам работ за 2017 год ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» признано лучшим энергоэффективным предприятием Западного Урала, а главный энергетик Ширококов Владимир Генрихович – лучшим энергетиков Западного Урала.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ». ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Крупина Р. М., Старцев Е. С.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» (г. Пермь)

Направление проектно-изыскательских работ (ПИР) Филиала разрабатывает проектно-сметную документацию (ПСД) на объекты капитального строительства ООО

«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», а также участвует в сопровождении строительства объектов.

Накопленный опыт в направлении ПИР Филиала позволяет провести анализ технологических особенностей производств по добыче, первичной подготовке и транспортировке нефти и газа для месторождений Пермского края и Республики Коми.

Технологическая схема нефтедобычи представляет собой трехуровневую структуру. На первом уровне находятся кусты добывающих скважин и локальные насосные станции транспорта нефти (дожимные насосные станции), на втором уровне – площадки первичной подготовки и сепарации нефти. На третьем уровне, специально подготовленную нефть транспортируют в узлы нефтепереработки или в магистральные трубопроводы ПАО «Транснефть». Третий уровень представлен площадками магистральных насосных станций и пунктами сдачи приема нефти. Система разработки газа схожа с нефтяной: газовые скважины – локальные компрессорные установки (мини газоконпрессорные станции) – магистральные компрессоры, а также сеть газопроводов.

Кроме того, важной составляющей системы добычи нефти является система Поддержания Пластового Давления (ППД) – пластовая вода с установок сепарации нефти кустовыми насосными станциями нагнетается в пласт посредством нагнетательных скважин. Необходимое давление воды для закачки в пласт может создаваться также локальными насосными станциями – как правило, шурфового типа.

Основным технологическим оборудованием нефтегазодобывающих производств являются насосы для перекачки жидкостей и компрессоры для транспортировки газов. Основным энергетическим ресурсом технологических площадок является электроэнергия, в меньшем количестве используется тепловая энергия для процессов сепарации нефти на площадках УПСВ и УППН.

С точки зрения снабжения производства энергетическими ресурсами, нефтегазодобывающую отрасль отличает широкая, территориально распределенная система электроснабжения, состоящая из протяженных (десятки километров) линий электропередач высокого и среднего уровня напряжений и узловых трансформаторных подстанций 110/35/6(10) кВ. Подвод электроэнергии к потребителям выполняется как правило на напряжении 6(10) кВ.

Следует также обратить внимание на то, что разработка месторождений Пермского края ведется с 1950х – 1960х годов, и крупные площадочные объекты месторождений функционируют уже более 50ти лет, подвергаясь планомерной модернизации по мере устаревания и завершения срока службы технологического оборудования.

При разработке новых месторождений на начальном этапе основным энергоемким направлением является бурение скважин. Мощности буровых установок достигают 3 МВт, что оказывает существенное влияние на питающую электрическую сеть, питающие подстанции и подключенные к этим подстанциям потребители.

Анализируя общие технологические особенности нефтегазодобывающих производств, можно выделить основные направления по оптимизации энергетических затрат месторождений Пермского края и Республики Коми.

На этапе бурения кустовых площадок – следует обращать внимание на тип буровой установки и ее энергетические характеристики, особенно в переходных режимах работы электроприводов. Плохо настроенный электропривод будет создавать скачки тока в переходных режимах и увеличивать потери энергии в питающей линии, а также влиять на режим работы подключенных к этой линии сторонних потребителей. Современные буровые установки, имеющие в своем составе высокотехнологичный электропривод с цифровой системой управления, позволяют избавиться от чрезмерных скачков тока за счет перераспределения нагрузки между основными агрегатами буровой установки и высокоточной работы электропривода этих агрегатов.

В случае, если бурение производится несколькими буровыми установками, следует составлять проект разработки таким образом, чтобы избежать одновременной работы нескольких буровых установок от одного фидера питающей подстанции.

Важнейшей и неотъемлемой частью общей политики повышения энергоэффективности нефтегазодобывающих производств, являются энергоаудиты.

Системное проведение внутренних энергоаудитов технологических площадок, позволяет выявить основные энергоемкие процессы производств, а также факты необоснованных затрат энергетических ресурсов, с целью использования этой информации для грамотного распределения инвестиций в модернизацию и обновление технологического и электротехнического оборудования.

Оптимизация режимов работы электроприводов.

Особенностью работы добывающей скважины является неравномерность ее загрузки, зависящая от дебета скважины. С целью обеспечения максимальной энергетической эффективности добывающих скважин ее насосное оборудование должно иметь возможность без снижения КПД привода «подстраиваться» под дебет скважины – технология «интеллектуальная скважина». Выбор насосного оборудования должен осуществляться не по прогнозируемому дебету, а только по фактическим замерам. Это позволит оптимизировать инвестиции и подобрать более энергоэффективное оборудование.

Для дожимных насосных станций (ДНС) наблюдается похожая проблема. Их производительность крайне неравномерна и зависит от совокупного дебета подключенных к ней скважин. Решить проблему неравномерной загрузки насосов ДНС может грамотно подобранный электропривод и режим его работы. Например, очень эффективной является система с несколькими насосами, суммирующими свою производительность. Система управления электроприводом подключает насосы по одному в зависимости от требуемой производительности ДНС. Промежуточное регулирование между ступенями выполняется частотным электроприводом. Также по результатам энергоаудита может оказаться, что повысить энергоэффективность ДНС может изменение режима работы насосов на периодический – откачка по мере заполнения сепарационной емкости.

Технологическое оборудование установок первичной переработки и сепарации нефти, работают за счет перемещения жидкостей под действием давления, создаваемого насосными агрегатами. Технология первичной переработки нефти состоит из целого ряда ступеней и процессов, взаимосвязанных между собой. Говорить о методах повышения энергоэффективности этих процессов можно только по факту проведения энергоаудита площадки.

В качестве общих подходов к повышению энергоэффективности процессов первичной подготовки нефти можно отметить:

- предпочтительное использование блочного технологического оборудования полной заводской готовности одного завода-изготовителя. При этом завод-изготовитель должен классифицировать технологическую установку в соответствии с показателями ГОСТ Р 51749-2001, чтобы Заказчик и Проектировщик могли оценивать изделие с точки зрения обеспечения энергетической эффективности;
- реконструкция электропривода насосных внутренней перекачки, насосных внешней откачки, предпочтение следует отдавать комплектным агрегатам «насос-электродвигатель-система управления», учитывая, что основные потери энергии возникают на узлах сочленения различных узлов;
- грамотный гидравлический расчет системы трубопроводов, позволяющий выбрать наиболее эффективную схему обвязки технологического оборудования;
- система мониторинга и диагностики производственного процесса, внедрение систем автоматизации, позволяющих в перспективе объединить все технологические объекты на площадке УППН и УПСВ в единую систему мониторинга и управления. Хорошо продуманная система автоматизации позволит поддерживать производство на

максимально энергоэффективном уровне и своевременно обнаруживать причины чрезмерного расхода энергетических ресурсов.

Особое внимание следует обратить на повышение энергоэффективности систем электроснабжения, как основной энергоснабжающей артерии производства.

В первую очередь должен быть проведен энергоаудит производственных площадок и распределенной схемы электроснабжения нефтегазодобывающих производств. По результатам аудита должна быть составлена долгосрочная программа поэтапной модернизации системы электроснабжения как на стороне высокого и среднего напряжений (внешнее электроснабжение), так и на стороне низкого напряжения (системы электроснабжения технологических площадок).

Модернизация узлов электрической сети – питающих подстанций высокого и среднего напряжения должна производиться с учетом их перспективной загрузки и бурения новых скважин. Модернизация линий электропередач или строительство новых линий с учетом территориального размещения кустовых площадок вновь разрабатываемых месторождений.

Проекты разработки новых месторождений должны учитывать как существующие сети электроснабжения, так и перспективные проекты переустройства. По возможности, следует избегать мест размещения кустовых площадок и дожимных насосных станций, удаленных от существующих и перспективных сетей электроснабжения и узлов электрической сети.

В рамках модернизации систем электроснабжения локальных технологических объектах в первую очередь должны быть заменены морально устаревшие распределительные системы низкого напряжения технологических площадок, а также запланирована поэтапная модернизация систем электроснабжения по результатам в соответствии с программой модернизации.

Современные системы электроснабжения имеют возможность организовывать цифровые системы мониторинга энергетических потоков технологического объекта. Подобный мониторинг позволяет своевременно выявлять утечки электрической энергии и диагностировать причины этих утечек посредством различного рода аналитического ПО. В проектах реконструкций технологических производств, как локальных, так и глобальных, следует отдавать предпочтение именно таким распределительным системам.

На этапе проектирования реконструкции (технического перевооружения) технологических объектов в пределах крупной площадки необходимо придерживаться общей политики поэтапной реконструкции системы электроснабжения, особенно это важно, когда различные этапы проекта реконструкции выполняют различные организации-проектировщики.

В заключении следует сказать, что политика энергоэффективности любого предприятия вообще и нефтегазодобывающего производства в частности – это долгосрочная планомерная программа модернизации производств, целью которой является не сиюминутная выгода, а снижение эксплуатационных затрат в перспективе. Вложение в энергоэффективные технологии обладают зачастую длительным сроком окупаемости. Эта иллюзия упущенной выгоды заставляет откладывать вопросы энергоэффективности при распределении инвестиций и как следствие, производство годами функционирует с повышенными энергетическими затратами.

СОВРЕМЕННЫЕ КОНСТРУКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ СИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Крысин Д. А.

АО «Диэлектрические кабельные системы» (г. Москва)

Как известно в настоящее время, развитие российской экономики сопровождается прогрессирующим увеличением объемов добычи полезных ископаемых. Чтобы удовлетворить постоянно растущий спрос в углеводородах, ведется усиленная исследовательская работа по освоению новых нефтедобывающих регионов, преимущественно в полярных областях планеты. Учитывая тот факт, что технологическая революция уже привела к существенным изменениям в структуре российского топливно-энергетического комплекса, отечественный рынок все больше нуждается в новых подходах к проектированию и монтажу нефте- и газодобывающих промыслов в условиях Крайнего Севера.

Развитие модульных быстровозводимых систем становится в некотором роде современной тенденцией. Компания ДКС обладает обширным опытом в сфере производства кабеленесущих систем для условий Крайнего Севера. В рамках данного мероприятия будет презентован новый подход к проектированию площадных объектов с применением модульных строений.

Говоря о всех вышеперечисленных современных тенденциях и о технологиях, которые находят применение на нефте- и газодобывающих промыслах, нельзя обойти стороной тему, связанную с системами распределения электроэнергии.

Компания ДКС предоставляет комплексные решения для построения низковольтных комплектных устройств (НКУ) на токи до 6300 А, включая выкатные решения с функцией «горячая замена» для организации питания, управления и защиты электродвигателей, полностью соответствующие новому стандарту ГОСТ ИЕС 61439.

УСТАНОВКА ДЛЯ ОТКАЧКИ ГАЗА ИЗ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА УНГБ-95

Лихарев В. В.

ООО «ЭЛКАМ» (г. Пермь)

Установка УНГБ-95 предназначена для откачивания газа из затрубного пространства в процессе добычи нефти. Данная технология направлена на решение проблемы срыва подачи скважинного штангового насоса по причине «отжатия» динамического уровня из-за высокого давления газа в затрубном пространстве, а также проблемы перемерзания обратного клапана.

Потенциальный фонд для внедрения данной установки – нефтедобывающие скважины, оборудованные станками-качалками, с давлением газа в затрубном пространстве ниже линейного давления.

Установка УНГБ представляет собой насос поршневого типа двухстороннего действия, который крепится на фундамент или раму станка-качалки, переднее или заднее плечо балансира и приводится в действие от станка-качалки.

Технические характеристики установки УНГБ-95 представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики установки УНГБ-95

№ п.п.	Параметр	Значение
1	Число качаний в минуту	1-7 (зависит от типа СК)
2	Длина хода, м	0,5-1
3	Производительность, м ³ /сутки	до 143
4	Давление, атм	до 40
5	Внутренний диаметр цилиндра, мм	95
6	Диаметр штока, мм	32
7	Исполнение клапанной пары	ТС (карбид вольфрама)

Среди преимуществ установки для откачивания газа из затрубного пространства производства компании «ЭЛКАМ» можно выделить:

- уникальность;
- простота конструкции;
- легкость и простота монтажа;
- ремонтпригодность (в качестве корпуса УНГБ используется цилиндр ШГН);
- универсальность (насос УНГБ может монтироваться на любой тип станка-качалки);
- отсутствие необходимости сервисного обслуживания (УНГБ-95 может эксплуатироваться без использования смазки).

Эффективность применения УНГБ-95 производства «ЭЛКАМ»:

- снижение затрубного давления;
- увеличение дебита скважин (при сохранении динамического уровня);
- исключение сброса газа в атмосферу;
- исключение срыва подачи ШГН;
- возможность использования газа для генерации электроэнергии.

ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В СФЕРЕ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКОНОМИКИ РЕГИОНА

Мягких Н. В., Ширинкин Д. С.

*Федеральное государственное унитарное предприятие «Федеральная
энергосервисная компания» (г. Пермь)*

Энергоресурсосбережение является одной из важных задач XXI века, так как потребление тепловой и электрической энергии – необходимое условие жизнедеятельности человека и создания благоприятных условий его быта. Повышение конкурентоспособности, финансовой устойчивости, энергетической и экологической безопасности российской экономики, а также роста уровня и качества жизни населения невозможно без реализации потенциала энергосбережения и повышения энергетической эффективности на основе модернизации, технологического развития и перехода к рациональному и экологически ответственному использованию энергетических ресурсов. От результатов решения этой проблемы зависит и место нашего общества в ряду развитых в экономическом отношении стран.

Россия – одна из самых расточительных стран в мире. Весь объем экспортируемых нами нефтепродуктов и нефти сравним с потенциалом энергосбережения в России.

Перспективы энергосбережения в нашей стране огромны, нужно только рационально использовать энергоресурсы. Так называемые «утечки» и «издержки», происходят во всех секторах экономики: и в ЖКХ, и в промышленности, и даже в топливно-энергетическом комплексе.

Согласно Государственной программе Российской Федерации «Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на период до 2020 года» [1] энергоёмкость валового внутреннего продукта России в 2,5 раза выше среднемирового уровня и в 2,5 - 3,5 раза выше, чем в развитых странах. Более 90 процентов мощностей действующих электростанций, 83 процентов жилых зданий, 70 процентов котельных, 70 процентов технологического оборудования электрических сетей и 66 процентов тепловых сетей было построено еще до 1990 года. Около четверти используемых в настоящее время бытовых холодильников было приобретено более 20 лет назад. В промышленности эксплуатируется 15 процентов полностью изношенных основных фондов.

Формирование в России энергоэффективного общества — это неотъемлемая составляющая развития экономики России по инновационному пути. Переход к энергоэффективному варианту развития должен быть совершен в ближайшие годы, иначе экономический рост будет сдерживаться из-за высоких цен и снижения доступности энергетических ресурсов.

1. Нормативно-правовая и методическая база энергосбережения

Задачи энергосбережения, определенные в Законе № 261-ФЗ, предполагают реализацию правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование энергетических ресурсов и вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии. Закон №261-ФЗ является основным, но не единственным регулирующим документом в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

В поддержку мероприятий по обеспечению энергосбережения на федеральном и региональном уровнях принято несколько десятков нормативных актов, нормативных, методических и программных документов.

Кроме нормативно-правовых документов в Российской Федерации действует ряд государственных стандартов, некоторые из которых морально устарели.

Реализация энергосбережения осуществляется путем правовых, организационных, научных, производственных, технических и экономических мер, направленных на эффективное использование ТЭР и на вовлечение в хозяйственный оборот возобновляемых источников энергии (закон «Об энергосбережении»).

2. Государственные или муниципальные энергосервисные договоры

В целях обеспечения государственных или муниципальных нужд государственные или муниципальные заказчики вправе заключать государственные или муниципальные энергосервисные договоры (контракты) (контракты на энергосервис) в соответствии со ст.21 Закона № 261-ФЗ. Государственные или муниципальные энергосервисные договоры (контракты) заключаются и оплачиваются в соответствии с бюджетным законодательством Российской Федерации и законодательством Российской Федерации о размещении заказов [2].

Предметом контракта на энергосервис является осуществление исполнителем действий, направленных на энергосбережение и повышение энергетической эффективности использования указанных энергетических ресурсов. Согласно ч.2 ст.19 Закона № 261-ФЗ в общем случае энергосервисный договор (контракт) должен содержать [2]:

- условие о величине экономии энергетических ресурсов, которая должна быть обеспечена исполнителем в результате исполнения энергосервисного договора (контракта);
- условие о сроке действия энергосервисного договора (контракта), который должен быть не менее чем срок, необходимый для достижения установленной энергосервисным договором (контрактом) величины экономии энергетических ресурсов.

Иные обязательные условия энергосервисных договоров (контрактов) установлены в частности постановлением Правительства Российской Федерации от 18.08.2010 № 636 «О требованиях к условиям контракта на энергосервис и об особенностях определения начальной (максимальной) цены контракта (цены лота) на энергосервис» (далее - Постановление № 636), которое было принято в рамках реализации ч.17 ст.56.1 Закона № 94-ФЗ.

Среди остальных требований к контрактам на энергосервис, заключаемым государственными или муниципальными заказчиками, следует особое внимание обратить на:

- наличие перечня мероприятий, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности, которые обязан выполнить исполнитель контракта на энергосервис;
- учет при определении размера экономии, достигнутого в результате исполнения контракта, факторов, влияющих на объем потребления энергетического ресурса (изменение режимов функционирования и (или) назначения энергопотребляющих установок, изменение количества потребителей энергоресурсов, площади и объемов помещений, существенное изменение погодных условий - среднесуточной температуры наружного воздуха, среднесуточной температуры наружного воздуха в отопительный период, продолжительности отопительного периода);
- заключение контракта в отношении объекта, на котором до даты заключения контракта собственником или соответствующей эксплуатирующей организацией обеспечено соблюдение всех установленных санитарно- гигиенических и технических требований по режимам энерго- и ресурсоснабжения, режимам и параметрам работы энергопотребляющих установок, режимов и параметров эксплуатации объекта и помещений с учетом функционального назначения. В случае невыполнения указанных требований и норм информация об этом указывается в контракте и мероприятия по обеспечению их выполнения включаются в перечень мероприятий.

3. Энергосервисные компании и энергосервисные контракты

Проведение энергетических обследований и оказание энергосервисных услуг в мировой практике рассматривается как основной этап энергосбережения и повышения энергетической эффективности и требует особого внимания государства. Данные мероприятия, по сути, определяют границы между выявлением потенциала энергосбережения, прединвестиционной подготовкой и непосредственной реализацией проектов в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Государственная политика в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности основывается на требованиях закона № 261-ФЗ, который определил новые механизмы и инструменты реализации этой политики.

Поэтому энергосервисные услуги, энергосервисный договор (контракт) являются новыми категориями для отечественного законодательства.

4. Риски энергосервисных договоров и основные проблемы рынка

- должна быть выявлена сторона, которая несет риски невнедрения энергоэффективного проекта (как правило, это исполнитель, т.е. ЭСКО);
- должны быть решены вопросы перехода прав собственности на результаты внедрения энергоэффективного проекта (после окончания выплаты);
- рассмотрены проблемы, связанные с досрочным прекращением договора на всех этапах, в том числе вопросы отчуждения результатов выполнения работ в пользу одной из сторон;
- определено право надзора ЭСКО над осуществлением всех моментов внедрения проекта в организации.

5. Характеристика ФГУП «ФЭСКО».

Федеральное государственное унитарное предприятие «ФЭСКО» основано в 2011 году с целью создания условий и реализации государственной политики в области энергоэффективности российской экономики. Основным направлением деятельности ФГУП «ФЭСКО» является развитие рынка энергосервисных услуг для достижения показателей энергоэффективности, установленных Указом Президента Российской Федерации от 04.06.2008 № 889, исполнения требований, установленных Федеральным законом от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности...»

В Послании Президента РФ Федеральному Собранию от 01.03.2018 отмечается, что главной задачей, ключевым фактором развития является благополучие людей, достаток в российских семьях, в том числе и за счет применения энергосберегающих технологий.

ФГУП «ФЭСКО» проводит комплекс мероприятий по энергосбережению в области доведения зданий и сооружений в соответствие с обязательными требованиями приказа Министерства регионального развития РФ №224 от 17 мая 2011 г. "О требованиях энергетической эффективности зданий, строений, сооружений":

- оснащение зданий устройствами автоматического снижения температуры воздуха в помещениях общественных зданий в нерабочее время в зимний период;
- оснащение зданий устройствами автоматического регулирования подачи тепла на отопление, установленными на вводе в здание, строение, сооружение, а также по фасаду или части здания;
- оснащение зданий энергосберегающими осветительными приборами в местах общего пользования;
- мероприятия по достижению экономии водоснабжения.

Методика и основы организации работ и порядок их финансирования.

ФГУП «ФЭСКО» оказывает услуги по энергосбережению, инвестируя собственные средства в модернизацию инженерных систем здания. Заказчик при этом не вкладывает собственные средства, а компенсация затрат энергосервисной компании производится из средств экономии, фактически достигнутой в результате проведения энергосберегающих мероприятий.

Заключение.

Энергосбережение и повышение энергетической эффективности является ключевым фактором устойчивого развития различных областей экономики и обеспечения энергетической безопасности Российской Федерации.

КОМПЛЕКСНЫЕ РЕШЕНИЯ ПО ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА

Полозов А. А.

ООО «Данфосс» (г. Екатеринбург)

Как известно, около 70-80% производимой в мире электроэнергии потребляют промышленные предприятия, 70% потребителей которых – это электродвигатели вентиляторов и насосов. В связи с чем остро встаёт вопрос их энергоэффективности и энергосбережения, которое может быть достигнуто при совместной работе насоса и преобразователя частоты.

Преобразователи частоты являются нагрузкой нелинейной, также, как например, сварочные аппараты, источники освещения с управляющими драйверами, что в свою

очередь является причиной искажений в питающей сети. Наиболее пагубными являются нечетные гармоники 3, 5, 7... и т.д. Гармонические искажения изменяют форму кривой напряжения и тока в сети, что дополнительно нагружает магнитопроводы трансформаторов и питающие кабели. В связи с чем при достижении определённой мощности нелинейных нагрузок встаёт вопрос либо о необходимости замены силовых питающих трансформаторов на более мощные, либо о фильтрации высших гармоник посредством дополнительных фильтров гармоник – пассивных или активных.

Однако, проблемы в питающей сети, связанные с появлением высших гармоники, являются не единственными, с которыми сталкиваются эксплуатирующие организации. Среди прочих – просадки по напряжению и дисбаланс по питающим фазам до недопустимого уровня, вызванные слабыми сетями и пусковыми режимами стороннего электрооборудования. При данных условиях работа стандартного частотно-регулируемого электропривода является невозможной (падает мощность на валу электродвигателя, в конечном итоге преобразователь при достаточном падении напряжения -20% и более выпадает в ошибку). Для таких случаев нашей компанией разработано решение для бесперебойного питания преобразователей частоты.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОМЫШЛЕННОГО ИНТЕРНЕТА

Порошин К. А., Котов С. Г.

ЭР-Телеком Холдинг (г. Москва)

Цели системы.

1. Контроль состояния основного и вспомогательного оборудования.
 2. Контроль и верификация дынных режимных параметров электроснабжения.
 3. Реализация функции дистанционного управления с контролем приоритета и блокирующих сигналов.
 4. Реализация алгоритмов верификации получаемых данных.
 5. Определение поврежденного элемента сети при любых повреждениях в любых режимах заземления нейтрали.
 6. Применение многокритериальных гибких алгоритмов при решении задачи восстановления электроснабжения: контроль пропускной способности кабельных и воздушных линий электропередач, минимизация потерь, расчет оптимальных топологий для минимизации падения напряжения у потребителя.
 7. Создание единой системы для мониторинга, потребления и распределения энергоресурсов.
 8. Учет энергетических потоков и предоставление данных для расчета энергетических балансов.
 9. Повышение оперативности диагностирования и ликвидации аварийных ситуаций в энергосетях и энергоустановках.
 10. Повышение эффективности использования энергоресурсов.
 11. Повышение точности планирования потребления энергетических ресурсов.
 12. Создание платформы для реализации перспективных задач энергоменеджмента.
- Задачи системы.
1. Интеграция данных по потреблению энергоресурсов в единую базу данных.
 2. Автоматизация процессов обработки информации по энергопотреблению.

3. Своевременное обеспечение необходимой информацией руководителей и специалистов всех уровней.
 4. Обеспечение согласованными данными функциональных приложений, предназначенных для решения задач моделирования и оптимизации энергопотребления.
 5. Повышение эффективности процессов анализа потребления энергоресурсов.
 6. Функции системы:
 7. Автоматизированный сбор, обработка и хранение величин потребления энергии и\или ресурсов
 8. Расчет данных выдачи и потребления, определение и снижение потерь.
 9. Контроль режимов энергопотребления для обеспечения надежности снабжения потребителей.
 10. Создания электронных архивов для долговременного хранения полученной информации.
 11. Расчет балансов.
 12. Создание лимитов потребления.
 13. Фиксирование в журнале событий отклонений измеряемых параметров от заданных.
 14. Разграничение прав пользователей.
 15. Работа с мнемосхемами, контроль превышения лимитов.
- Основные компоненты.
1. Мониторинг качества поставляемого ресурса.
 2. Учет всех ресурсов в одном программном обеспечении.
 3. Построения системы на базе уже существующих приборов.
 4. Разработка технического решения (с учетом уже существующих и перспективных LPWAN технологий, приборов учета и систем сбора данных с LPWAN модулями).
 5. Использование стандартизированного оборудования.
 6. Возможность совмещения с телемеханикой.
 7. Единое информационное пространство данных от учётных приборов различных производителей.
 8. Использования при создании системы различных стандартов передачи данных, учитывая особенности конкретного объекта.
 9. Наличие WEB-доступа к данным.
 10. Развитый инструментарий анализа данных.
 11. Возможность интеграции со смежными системами (ERP, ГИС, SCADA, 1С).
- Фокус применения: неохваченный автоматизацией системы электроснабжения, водоснабжения\водоотведения, технологическое оборудование на удаленных производственных площадках.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТА ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОВРЕМЕННОГО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Распопов С. В.

Филиал ООО «ВИЛО РУС» (г. Пермь)

Потребление энергоресурсов предприятия в немалой степени зависит от насосного оборудования. По разным оценкам до 25% мирового потребления всей вырабатываемой

электроэнергии приходится на насосное оборудование, а в некоторых отраслях этот показатель достигает 50% и более.

Причина низкой энергоэффективности насосов заключается в несоответствии рабочих характеристик оборудования и системы в целом, а также в неправильном управлении ею. Неправильный подбор и замена оборудования, износ насосного оборудования, регулирование режимов работы с помощью дросселирования могут снизить КПД насосных системы до 20% при КПД установленных в ней насосов 60–90%. Модернизация морально устаревшего и неэффективного насосного оборудования и электродвигателей также может внести существенный вклад в повышение энергоэффективности насосных систем. Ключом к повышению энергоэффективности систем является правильный подбор насосов и компонентов, которые могут оптимально перекачивать необходимую жидкость. Также повышению энергоэффективности насосных систем способствует замена регулирования подачи задвижкой на регулирование частотным преобразователем, изменение частоты вращения насосов, замена насосов и электродвигателей на более эффективные.

За почти полуторавековую историю специалисты ведущего немецкого производителя насосного оборудования WILO SE разработали большое количество технологий, позволяющих повысить эффективность насосного оборудования, а также достигли высочайшего уровня профессионализма в подборе высокоэффективных решений для насосных систем. Более того, внедрена эффективная система, позволяющая делиться накопленным опытом с партнерами и заказчиками компании. Она построена на современных IT-технологиях, таких как онлайн-каталог, содержащий подробнейшее описание, технические характеристики и чертежи насосов, или современная программа подбора Wilo Select. Последняя позволяет выбрать наиболее эффективный вариант оборудования для большинства проектов, а также с легкостью заменить устаревшие низкоэффективные насосы на современные аналоги.

Самый же главный ресурс компании – это высококвалифицированные специалисты, которые помогают подбирать эффективные решения для нестандартных проектов и проектов высокого уровня сложности. В компании была построена глобальная сеть центров экспертизы, позволяющая оказывать консультации по подбору насосного оборудования, а также замене низкоэффективных насосов. Внедряются и новые технологии, позволяющие существенно повысить энергоэффективность насосов. Так, высокоэффективное двухкомпонентное покрытие Ceram ST, собственная разработка компании, увеличивает срок службы и гидравлический КПД насоса. У поверхностей насосов и рабочих колес, покрытых Ceram ST, значительно увеличивается срок службы. Кроме этого, из-за малой шероховатости покрытия повышается коэффициент полезного действия насосов, что позволяет уменьшить затраты на электроэнергию и общие затраты на жизненный цикл изделия. Покрытие наносится на лопасти и внутренний контур рабочего колеса, а также на внутреннюю поверхность направляющего корпуса. Детали отличаются повышенной стойкостью к истиранию, благодаря чему также уменьшаются затраты на текущее обслуживание и ремонт.

Данное покрытие применяется в насосах двустороннего входа серии SCP, фекальных насосах серии FA, а также в скважинных (имеется допуск к применению в контакте с питьевой водой) и польдерных насосах.

Значительное влияние на эффективность насосного оборудования также оказывает геометрия рабочего колеса насоса. Рабочее колесо с инновационной геометрией SOLID, разработанное в компании и предназначенное для насосов отвода сточных вод, сочетает в себе значительную стойкость к засорению с высоким коэффициентом полезного действия, который примерно соответствует показателям закрытых однолопастных рабочих колес. Данная технология позволяет достичь высокого КПД при отводе сточных вод, а также снизить расходы на электроэнергию на 25% в год по сравнению со свободновихревыми рабочими колесами. Благодаря инновационной гидравлической части с рабочим колесом

SOLID сильнозагрязненные жидкости могут эффективно, непрерывно и надежно перекачиваться. Также высокоэффективная 3D-конструкция гидравлической части многосекционных насосов серии Helix позволила увеличить КПД данной серии насосов. Компания достигла значительных результатов и в повышении энергоэффективности погружных насосов. Увеличение гидравлического КПД в данном случае было достигнуто благодаря компьютерной оптимизации геометрии рабочего колеса.

Сегодня до 70% электроэнергии затрачивается на электроприводы агрегатов, которые перекачивают жидкости. Не только из финансовых, но и из экологических соображений нужно стремиться уменьшить потребление электроэнергии. WILO SE не только является экспертом в производстве синхронных электродвигателей, которые позволяют добиться повышения КПД, но также сотрудничает с ведущими мировыми производителями для применения передовых технологий. Так, например, инновационная технология CoolAct, использованная в электродвигателях погружных насосов, позволила повысить КПД погружных моторов на 25%. Одним из наиболее эффективных в ряду таких технологий является частотное регулирование. Данное решение позволяет отказаться от метода дросселирования. Благодаря применению технологии ECM (электронной коммутации мотора) для привода серии многоступенчатых насосов Wilo-Helix EXCEL удалось достичь уровня эффективности привода 94%. Все комплектующие привода разработаны по новейшим технологиям с применением инновационных материалов, что привело к значительному росту эффективности. Оптимальное решение, состоящее из мотора с электронной коммутацией и контроллера, явилось ключевым фактором для создания образца высочайшей эффективности и функциональности.

Итак, насос является энергоемким агрегатом, и существует целый ряд способов, позволяющих как повысить энергоэффективность оборудования, так и добиться высокой энергоэффективности насосной системы. Компания WILO SE не только производит высокоэффективное насосное оборудование, но также дает консультации по правильному выбору насоса и системы, что позволяет достичь значительного уровня экономии энергии.

СОВРЕМЕННЫЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ СИСТЕМЫ ОСВЕЩЕНИЯ

Садартинов М. А.

ООО «Атис» (г. Пермь)

Сегодня освещение опасных объектов выполняется с помощью светодиодного, газоразрядного и люминесцентного осветительного оборудования. Большинство предприятий в последние годы активнее начинают использовать взрывозащищенные LED-светильники, так как они обладают множеством достоинств.

- **Низкий расход электричества.** Светодиодные взрывобезопасные светильники потребляют на 70% меньше энергии, чем традиционные лампы.
- **Высокая энергоэффективность.** Осветительные LED-приборы отличаются низким потреблением энергии, снижают нагрузку на трансформаторы и электросети, подключаются с помощью кабелей малого сечения.
- **Долговечность.** Гарантированный срок службы **светодиодных светильников взрывозащищенного исполнения** составляет 50 000 ч, номинальный — до двух раз дольше.

- **Отсутствие эксплуатационных затрат.** Светодиоды и драйверы не нуждаются в замене или ремонте в течение всего срока службы. Кроме того, светильники не требуют специальной дорогостоящей утилизации, так как в них нет ртути и других вредных веществ.

- **Температурный диапазон +/-60 °С.** Приборы можно использовать и в цехах металлургических заводов, и в условиях Крайнего Севера, где находится много объектов нефтяной промышленности.

- **Высокий класс пылевлагозащиты (IP65/66/67).** Благодаря полной герметичности приборы могут эксплуатироваться на улице и в помещениях с повышенной влажностью и запыленностью. Led светильники «Световые Технологии» могут также использоваться на открытых палубах и в помещениях морских судов, платформ и других объектов, поднадзорных Российскому Морскому Регистру Судоходства

Большинство видов светодиодных осветительных приборов имеют форм-факторы, габариты и способы крепления, совпадающие с их предшественниками. Переход на новые источники света происходит безболезненно. Замена устаревших осветительных приборов на светодиодные светильники может быть произведена в сжатые сроки. Использование взрывозащищенных LED светильников позволяет значительно снизить затраты на освещение и обслуживание осветительных систем. Практика показывает, что капитальные вложения окупаются очень быстро. При этом системы освещения становятся более безопасными и надежными.

Преимущества взрывозащищенных источников света Целесообразность применения рассматриваемых светильников обуславливается наличием широкого перечня уникальных преимуществ. К числу таковых можно отнести следующие моменты: Помимо физической прочности и надежности, есть у современных светодиодных источников света и другие достоинства, обеспечивающие эффективность и экономичность эксплуатации. В этот список плюсов входят следующие параметры: снижение нагрузки на электрические сети, обеспечивающее высвобождение вспомогательных мощностей; свечение без импульсов и колебаний, гарантирующее комфортное восприятие работниками и прохожими; высокий ресурс на включение/выключение оборудования; эффективное распространение света по всей освещаемой зоне, достигаемое благодаря качественному рассеивателю; широкий диапазон мощностей – от 10 до 240 Вт. Выгода от применения взрывозащищенных светодиодных светильников доказана на практике многими предприятиями. Они являются достойной заменой не только ламп накаливания, но и других более прогрессивных источников света. Продуманная конструкция устройств обеспечивает высокую скорость и простоту их монтажа.

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ВИНТОВОГО ЗАБОЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ (ВЗД) НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Старков И. В.¹, Цветков Г. А.^{1,2}

¹ *Пермский национальный исследовательский политехнический университет (г. Пермь),*

² *Пермский государственный национальный исследовательский университет (г. Пермь)*

Применение ВЗД при бурении скважин связано с возможным возникновением аварийных ситуаций, для снижения вероятности риска аварий предлагается проведение технического контроля используемых ВЗД. Для проведения технического обслуживания и ремонта ВЗД по фактическому техническому состоянию обязательно проводится контроль

состояния с оценкой работоспособности оборудования и прогнозирование условий его дальнейшей эксплуатации.

Основными задачами контроля технического состояния оборудования являются:

- объективная оценка технического состояния оборудования, выявление дефектов и изношенных частей;
- определение объема ремонтных работ и перечня необходимых для ремонта узлов и деталей;
- определение правильности эксплуатации и качества ремонтных работ.

Характеристики двигателя должны обеспечивать: высокий уровень крутящего момента; частоту вращения выходного вала в определенном диапазоне; высокий КПД двигателя; пропорциональную зависимость между расходом бурового раствора и частотой вращения, а также между крутящим моментом и перепадом давления с целью эффективного управления режимом бурения [1].

Исследования надёжности и работоспособности винтовых забойных двигателей показывает, что основной причиной отказов является рабочий орган (РО) «ротор-статор» ВЗД.

При эксплуатации двигателя, характеристики его по мере износа РО, ухудшаются. Объясняется это, повышением утечек жидкости через зазоры по степени их увеличения. Износ ротора и статора по выступам и профилю зубьев приводит к нарушению герметичности рабочей пары, увеличению объемных потерь и снижению нагрузочной характеристики.

Поломки винтового забойного двигателя в основном происходят из — за разрушения эластомера статора. Механическое повреждение эластомера статора появляется при нагружении его сверх ограничений по напряжению или деформации.

Причиной этому могут быть следующие факторы [2]:

- повышенное давление в двигателе;
- частые торможения;
- чрезмерный натяг в паре ротор – статор.

Износ РО определяет межремонтный срок службы двигателя, составляющий 50-200 ч в зависимости от качества двигателя и свойств бурового раствора [3].

Основными эксплуатационными характеристиками при диагностике работоспособности двигателя являются фактические геометрические параметры РО с определенной степенью износа. Важнейшими параметров героторного механизма являются следующие.

1. Натяг в винтовой паре «ротор – статор». Большая величина натяга приводит либо к заклиниванию механизма, либо к преждевременному разрушению зубьев из-за повышенных деформаций и трения между зубьями статора и ротора. Для обеспечения оптимального натяга необходимо выдерживать точность диаметральных размеров, профиля зубьев, величину эксцентриситета [4].

2. Зазор в винтовой паре «ротор – статор», образующийся под действием абразивных частиц, содержащихся в рабочей жидкости, трения ротора о статор, приводящий к изменению технических характеристик ВЗД, выражающихся падением давления и рабочего момента.

В настоящее время контроль командных деталей проводится в части измерения фактических значений линейных и диаметральных размеров, отклонения профиля винтовой части. Недостатком данной методики является отсутствие контроля положения стыковочных поверхностей командных деталей, формирующих натяг δ и зазор θ в паре «ротор-статор».

Данная методика определяет алгоритм расчета зазора в рабочем органе (РО) ВЗД по контролируемым параметрам:

- натяга в паре «ротор-статор» ВЗД, которая включает поузловой метод контроля с помощью КИМ составляющих ГП ВЗД: корпуса, корпуса переходного, коленчатого вала, ротора и статора, и определение натяга пары «ротор-статор» последовательным алгебраическим сложением этих составляющих в процессе комплектации и сборки ВЗД;

На основании измеряемых геометрических параметров командных деталей ВЗД определяем значение фактического натяга (смещения) в начальной и конечной точке РО ВЗД:

- натяг (смещение) в начальной точке винтовой пары

$$\delta_1 = e_k + e_{kn} + e + e_p + e_c \quad (1)$$

- натяг (смещение) в конечной точке винтовой пары

$$\delta_2 = e_{п2} + k\gamma_B \quad (2)$$

где $k = L/3438$.

Средний натяг по всей длине винтовой пары

$$\delta = \frac{\delta_1 + \delta_2}{2}.$$

Разработана математическая модель зависимости интенсивности утечек от величины зазора в которой, кроме геометрических параметров, входят параметры, определяемые конструкцией ВЗД, условиями эксплуатации и описывается формулой [5]:

$$q = \frac{L_\theta \theta_{cp}}{\Delta Q_p} \quad (3)$$

где:

q – интенсивность утечек; ΔQ_p – объемные потери за счет перепада давления;

L_θ – длина винтообразной щели по контактной линии; θ_{cp} – средний расчётный зазор по длине первой контактной линии.

Необходимо определить зависимость скорости изменения зазора от интенсивности утечек, которая в некотором приближении равна интенсивности утечек умноженной на некоторый коэффициент, зависящий от нескольких факторов, таких как реологические свойства жидкости, температура, давление, состояние поверхностей рабочего органа ВЗД, материалы статора и ротора, коэффициент трения и т.д.

Таким образом для скорости изменения зазора можно записать:

$$\frac{d\theta}{dt} = \frac{L_\theta \theta_{cp}}{\Delta Q_p} r \quad (4)$$

Решение данного уравнения при $t=T$ и $\theta=N$, где N — критическая величина зазора, при котором происходит отказ ВЗД и которая зависит от конструкции ВЗД и структуры пластов в которых проходит бурение. Таким образом, для времени безотказной работы получим:

$$T = \frac{\ln N - \ln \theta_0}{r L_\theta} \Delta Q_p \quad (5)$$

График согласно модели зависимости времени безотказной работы от зазора в начале эксплуатации (рис. 1) показывает критический зазор от которого определяется потеря работоспособности ВЗД.

Из графика видно, что время безотказной работы сильно зависит от начальной величины зазора. Изменение величины зазора на десятую долю миллиметра приводит к тому, что показатель надежности теряет порядка нескольких часов, чем больше зазор, тем больше интенсивность утечек, тем меньше времени требуется чтобы увеличить этот зазор [6].

Приведенная модель расчета натяга в РО позволяет контролировать его на стадии сборки и принимать решения по зависимости времени безотказной работы ВЗД от начальной величины зазора в РО ВЗД обусловленной допусками на сборку и проводить оптимизацию параметров командных деталей РО ВЗД.

Использование персональных компьютеров, применение численных методов позволяет изучать поведение имитационных моделей рабочего процесса ВЗД в течении продолжительного времени, оценивать износ отдельных узлов, деталей ВЗД, а также изменение кинематических и динамических характеристик ВЗД.

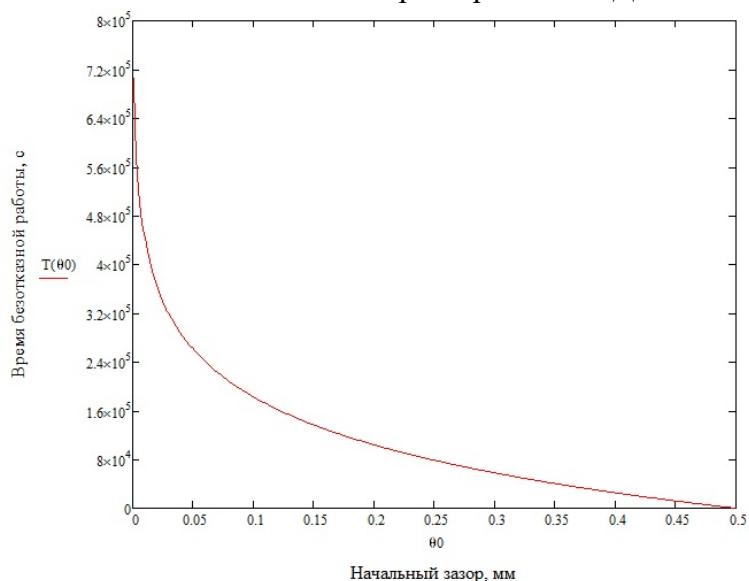


Рисунок 1 – Зависимость времени безотказной работы от начального зазора

Решение указанных задач по диагностике технического состояния ВЗД можно достичь применением цифровых информационных систем с учетом опыта предшествующих работ и самообучаемости системы.

Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. М.: Недра. 1999. 375 с.
2. Балденко Д.Ф., Медведева Л.П. «Контактное давление в рабочих органах одновинтовых гидравлической машины» // Химическое и нефтяное машиностроение. 1976. №2.
3. Ильский А.Л., Миронов Ю.В., Чернобыльский А.Г. Расчёт и конструирование бурового оборудования. М.: Недра. 1985. 457 с.
4. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин. Ухта: УГТУ. 2014. 119 с.
5. Петров И.А., Славнов Е.В. Модель утечек через радиальные зазоры в одношнековом экструдере со слабо линейно изменяющейся по длине геометрией шнека // Вычислительная механика сплошных сред. 2012. Т. 5. № 4.
6. Славнов Е.В., Судаков А.И., Бузмакова С.В. Модель радиальных утечек с циркуляцией в однозаходных шнековых машинах // Вычислительная механика сплошных сред. 2008. Т. 1. № 4.

УСТАНОВКИ ДЛЯ СБОРА И УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА БАЗЕ РОТАЦИОННО-ПЛАСТИНЧАТОГО КОМПРЕССОРА ПРОИЗВОДСТВА НПО «ИСКРА»

Яновский А. В.

ПАО НПО «Искра» (г. Пермь)

Развитие энергосберегающих технологий определяет как эффективность использования энергоносителей, так и глубину их переработки. Одним из сопутствующих факторов нефтедобычи является попутный нефтяной газ (ПНГ), до недавнего времени утилизируемый на факельных системах или на местах добычи и переработки нефтепродуктов.

В настоящее же время ПНГ является ресурсом, используемым в различных технологиях, обеспечивающих общий цикл добычи нефти (сбор, хранение и переработка).

ПНГ является неотъемлемой частью процесса добычи нефти. После доставки извлекаемого продукта из нефтяных скважин на центральный пункт сбора, происходит отделение газовой фазы на концевых сепарационных установках (КСУ). Так же сбор газа осуществляется при резервуарном хранении нефти.

При этом отделяемый газ имеет свойства, делающие его дальнейшее применение в технологических процессах затруднительным, такие как: низкое давление (близкое к атмосферному), относительно небольшой расход, наличие тяжёлых углеводородных фракций.

Описанные особенности должны учитываться при выборе оборудования для компримирования ПНГ.

НПО «Искра» является разработчиком установок компрессорных (УК) для сбора ПНГ из КСУ и установок улавливания лёгких фракций углеводородов (УУЛФ) для сбора ПНГ из резервуаров.

В состав УК и УУЛФ входят компрессорный блок и блок системы контроля и управления (СКУ).

При этом производительность установки определяется количеством установленных компрессоров или типоразмером применяемых компрессоров.

УК и УУЛФ изготавливаются под условия и требования конкретного заказчика и могут быть поставлены в различных исполнениях:

- блочно-модульном или ангарном;
- с ротационно-пластинчатыми компрессорами (РПК) или винтовыми компрессорами;
- с резервными компрессорными блоками или резервными компрессорными агрегатами;
- с двумя компрессорами, смонтированными в одном блоке и работающими одновременно на сбор газа из резервуаров и из КСУ;
- с размещением блока САУ во взрывоопасной зоне за счет применения системы создания избыточного давления воздуха;
- в комплектации с дополнительным оборудованием для отделения конденсата: теплообменниками, аппаратами воздушного охлаждения газа, газосепараторами.

В качестве компрессора НПО «Искра» применяются компрессоры объёмного сжатия. Как правило, это ротационно-пластинчатые или винтовые компрессоры. Решающим при выборе компрессора являются его эксплуатационные характеристики. Наиболее оптимальным для решения задач компримирования ПНГ являются РПК. Простая, надёжная и неприхотливая в эксплуатации конструкция РПК позволяет производителям

заявлять срок эксплуатации более 20 лет с учётом своевременного технического обслуживания и заменой изнашиваемых частей.

Первые УК и УУЛФ производства НПО «Искра» поставлялись с РПК американского производства фирмы Ro-Flo Compressors, LLC, но постоянно ставящаяся задача импортозамещения привела к созданию собственной программы освоения производства РПК. На сегодняшний момент наработка первого РПК собственного изготовления превышает 30 000 часов.

Ниже приводится таблица взаимозаменяемости РПК Ro-Flo Compressors, LLC компрессорами НПО «Искра».

Компрессоры НПО «Искра» соответствуют по габаритно-присоединительным размерам компрессорам Ro-Flo, и позволяют провести замену компрессора в максимально короткие сроки.

Таблица 1 – Взаимозаменяемость РПК Ro-Flo компрессорами НПО «Искра»

Шифр	Аналог Ro-Flo	Производительность, нм ³ /ч	Давление на выходе, кгс/см ² , изб	Максимальная мощность, кВт
РПК-1.0000-000	2CC	8,4...51	5,5	11
РПК-2.0000-000	4CC	15...138	5,5	11
РПК-3.0000-000	5CC	41...190	5,5	11
РПК-4.0000-000	7D	90...337	5,5	25
РПК-9.0000-000	8D	148...583	5,5	35
РПК-12.0000-000	8DE	182...758	5,5	45
РПК-18.0000-000	10G	214...1146	5,5	77
РПК-20.0000-000	11S	347...1465	5,5	121
РПК-25.0000-000	11L	394...1676	5,0	125
РПК-28.0000-000	12S	428...1741	5,0	159
РПК-32.0000-000	12L	476...1970	5,0	166
РПК-38.0000-000	17S	553...2343	5,0	257
РПК-45.0000-000	17L	668...2710	5,0	298
РПК-50.0000-000	19S	845...3222	5,0	309
РПК-60.0000-000	19L	952...3681	5,0	309
РПК-62.0000-000	19LE	1240...3780	5,0	309

Преимущественными особенностями компрессоров НПО «Искра» являются:

- повышенная надёжность, в том числе за счёт применения двойного торцевого уплотнения ротора модульной конструкции;
- простота обслуживания;
- все узлы и детали отечественного производства и в случае необходимости могут быть поставлены в кратчайшие сроки.

В компрессорном блоке установки размещается компрессор с системой смазки и системой охлаждения, трубопроводная обвязка, системы пожарной и газовой сигнализации, обогрева, освещения и вентиляции. В блоке САУ - частотный преобразователь, регулирующий производительность компрессора, шкаф управления и КИПиА, шкаф силового электрооборудования и пожарной сигнализации. Внешний вид размещения оборудования приведён на рисунке 1.

В результате газ из компрессорной установки может направляться в газокompрессорную станцию для транспортировки на газоперерабатывающий завод, использоваться для собственных технологических нужд в печах нагрева нефти, в газовых котельных или в газовых электростанциях.



Рисунок 1 – Расположение оборудования внутри блока компрессорного и блока САУ УУЛФ

Помимо «классических» установок, предназначенных для транспортирования ПНГ, НПО «Искра» разработана установка для полной конденсации ПНГ (перевод в жидкую фазу) за счет компримирования и охлаждения газа.

На настоящий момент поставлено 26 установок производства НПО «Искра», среди заказчиков которых: «Лукойл», «Газпром», «Роснефть» и др.

Научное издание

**НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РАЗВИТИЯ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

Сборник научных трудов по материалам
IV Пермского нефтегазового форума

г. Пермь, 27-28 сентября, 2018 г.

Издается в авторской редакции

Техническая подготовка и обработка материалов: *К. А. Мещеряков*

Подписано к использованию 05.10.2018
Объем данных 3,9 Мб

Размещено в открытом доступе