Министерство науки и высшего образования РФ
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»

Министерство обороны РФ
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков им. А.К. Серова

Министерство сельского хозяйства РФ
ФГБОУ ВО «Кубанский государственный аграрный университет имени И.Т. Трубилина»

Министерство науки и высшего образования РФ
ФГБОУ ВО «Московский государственный технический университет имени Н.Э. Баумана (МГТУ им. Н.Э. Баумана)»
Военный институт

Харбинский инженерный университет (Китай)

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Материалы двенадцатой Международной научной конференции

«ТТС-21»

(25–27 ноября 2021 года)

Краснодар
2021

УДК 621.3
ББК 39.53
Т38

Т38 **Технические и технологические системы** : Материалы двенадцатой Международной научной конференции «ТТС-21» (25–27 ноября 2021 года) / ФГБОУ ВО «КубГТУ», КВВАУЛ им. А.К. Серова. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2021. – 344 с.

ISBN 978-5-91718-675-7

Сборник содержит материалы двенадцатой Международной научной конференции «Технические и технологические системы», проведенной в г. Краснодаре 25–27 ноября 2021 года на базе Кубанского государственного технологического университета. В настоящем издании представлены результаты исследований сотрудников следующих организаций: Кубанский государственный технологический университет, Государственный морской университет имени адмирала Ф.Ф. Ушакова, Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков им. А.К. Серова, Краснодарское высшее военное училище им. генерала армии С.М. Штеменко, филиал ВУНЦ ВС ВВА (г. Челябинск), Российский государственный университет правосудия (Северо-Кавказский филиал), войсковая часть 15650-11.

ББК 39.53
УДК 629.7

ISBN 978-5-91718-675-7

© Коллектив авторов, 2021
© ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2021
© Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков имени А.К. Серова, 2021
© Оформление ООО «Издательский Дом – Юг», 2021

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ

Председатель конференции

Удодов С.А. кандидат технических наук, доцент, проректор Кубанского государственного технологического университета по научной работе и инновациям (г. Краснодар, Россия).

Заместители председателя:

Кашин Я.М. кандидат технических наук, доцент, Кубанский государственный технологический университет, Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков им. А.К. Серова (г. Краснодар, Россия).

Арестенко Ю.П. кандидат технических наук, доцент, Кубанский государственный технологический университет (г. Краснодар, Россия).

Члены оргкомитета:

Атрощенко В.А. доктор технических наук, профессор, Кубанский государственный технологический университет (г. Краснодар, Россия).

Гапоненко А.М. доктор технических наук, профессор, Кубанский государственный технологический университет (г. Краснодар, Россия).

Григораш О.В. доктор технических наук, профессор, Кубанский государственный аграрный университет (г. Краснодар, Россия).

Лясковский В.Л. доктор технических наук, профессор, МГТУ им. Н.Э. Баумана, (г. Москва, Россия).

Птах Г.К.	доктор технических наук, профессор, Южно-Российский государственный технический университет (Новочеркасский политехнический институт), (г. Новочеркасск, Россия).
Федотов Д.С.	кандидат политических наук, Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков им. А.К. Серова (г. Краснодар, Россия).
Чэн Пэн	кандидат технических наук, доцент, Харбинский инженерный университет (г. Харбин, Китай).
Шарифуллин С.Р.	кандидат технических наук, доцент, Краснодарское высшее военное училище им. С.М. Штеменко (г. Краснодар, Россия).

Секретариат:

Мусатов А.Н.	Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков им. А.К. Серова (г. Краснодар, Россия).
Шаршак А.А.	Кубанский государственный технологический университет (г. Краснодар, Россия).

ОГЛАВЛЕНИЕ

Секция 1.
Энергосберегающие технологии
и электрооборудование 11

Белов А.А., **Шкода В.В.**, **Попова Е.Г.**
Применение метода измерения частичных разрядов
для определения состояния изоляции
высоковольтных вращающихся машин 11

Жилина А.В., **Тлехусеж М.А.**, **Попова О.Б.**
Энергосберегающие технологии
в производстве строительных материалов 22

Карандей В.Ю., **Попов Б.К.**,
Попова О.Б., **Афанасьев В.Л.**
Применение линейного программирования
для решения задачи оптимизации
специальных электрических приводов 27

Кашин Я.М., **Князев А.С.**, **Войнов А.В.**, **Пивоваров И.А.**
Алгоритм выбора массогабаритных показателей
электрических машин с постоянными
магнитами на этапе проектирования 32

Кашин Я.М., **Шаршак А.А.**, **Колбасин С.И.**
Совершенствание методов определения мест
повреждения кабеля 38

Ким В.А.
Вопросы разработки электропривода
установки центробежного сепарирования 44

Кириллов Г.А., **Шаршак А.А.**, **Малеева А.В.**
Имульсно-радиационный метод определения места
повреждения кабеля и устройство, его реализующее 49

Коваль А.Н.
Анализ использования каскадных схем
управления параметрами электрических приводов 54

Копелевич Л.Е., **Ким В.А.**, **Горбунов И.А.**
Особенности определения момента статического сопротивления электропривода установки центробежного сепарирования 61

Попов А.Ю., **Шкода В.В.**, **Осипов Д.С.**
Обзор аксиальных электромеханических преобразователей энергии для различных областей промышленности 66

Самородов А.В., **Артенян К.З.**, **Марховский Е.А.**
Расчет динамического момента электропривода установки центробежного сепарирования 71

Секция 2.
Моделирование процессов функционирования радиоэлектронных информационно-управляющих систем 76

Кашин Я.М., **Дударенко И.С.**
Модернизация системы управления токарного станка PITTLERNF 160 76

Секция 3.
Компьютерные технологии и безопасность информации в технических и технологических системах 82

Ожогова Е.В., **Лубенцов В.Ф.**
Идентификация динамической модели процесса сбраживания по каналу регулирования температуры в метантенке биогазовой установки 82

Питкин В.А., **Шабельный А.П.**, **Соловьев Р.А.**
Программные и аппаратные уязвимости в информационных системах 90

Суртаев Н.А., **Барашкина В.В.**
Информационная безопасность АСУ ТП 94

Шарапов И.О.
Имитозащищенная обработка данных, передаваемых робототехническими комплексами по радиоканалу 102

Шахрай Е.А., **Лубенцов В.Ф.**
Анализ методов для синтеза многорежимных систем управления динамическими объектами 107

Шевцов Ю.Д., **Вольченко Н.А.**, **Скляренко Е.Ф.**, **Вольченко В.Н.**
Управление безопасной эксплуатацией транспортных средств путем контроля их технического состояния с помощью компьютерных технологий и информационных систем 114

Шумков Е.А.
Использование сети Кохонена в топологии адаптивного критика 122

Секция 4.
Информационные и инновационные технологии в учебном процессе и НИР 126

Игошкина Ю.С.
Образовательные платформы для дистанционного обучения 126

Cheng Peng, **Li Dapeng**, **Li Hao**
Research on digital twin technology of marine rim motor 130

Секция 5.
Возобновляемые источники энергии 134

Кашин Я.М., **Князев А.С.**, **Войнов А.В.**, **Пришлюк И.И.**
Электромагнитный анализ модели Трёхфазного ветрогенератора переменного тока в программе «ANSYS MAXWELL 16» 134

Киселев С.П.
Применение возобновляемых источников энергии для электроснабжения аэродромов и воздушных судов 140

Копелевич Л.Е., **Ким В.А.**, **Артенян К.З.**
Конструкция ветро-солнечного генератора для гибридного энергетического комплекса 145

Лубенцова Е.В., **Ожогова Е.В.**
Формализация задачи управления длительностью процесса сбраживания биогазовой установки 152

Муминов М.У., **Ан А.Д.**
Возбуждения синхронных генераторов микроГЭС гибридными системами возобновляемых источников 160

Самородов А.В., **Кашин А.Я.**, **Войнов А.В.**
Характеристики ветро-солнечного генератора для гибридного энергетического комплекса 164

Секция 6.
Энерго- и ресурсосбережение при производстве тепловой и электрической энергии на теплоэнергетических установках 170

Мойдинов Д.Р., **Степанова Е.Г.**, **Черноморова Д.А.**
Расчет и моделирование работы абсорбционных тепловых насосов для системы теплоснабжения 170

Шапошников В.В., **Батько Д.Н.**
Применение схемы совместной работы теплофикационного паросилового блока и паротурбинной части парогазовой установки 174

Шапошников В.В., **Батько Д.Н.**
Форсирование парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ за счет применения поперечных связей 181

Секция 7.
Науки о земле 188

Видовский Л.А., **Литовка Н.В.**,
Али Моханад Абдал Бакир Али, **Абдо Шади Хассанович**
Метрологические характеристики и промысловые испытания внутрискважинного измерителя давления и температуры ВИД-1 188

Гилаев Г.Г., **Вольф В.В.**
Гидродинамические исследования скважин методом гидропрослушивания 196

Гилаев Г.Г., Вольф В.В.
Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) на пласт 203

Гилаев Г.Г., Колесник А.Е., Задачин А.А.
Применение различных технологий ГРП для интенсификации притока нефти и газа 212

Гилаев Г.Г., Колесник В.Ю.
Обоснование мероприятий по борьбе с коррозией в скважинах Южно-Черноерковского месторождения 227

Гилаев Г.Г., Пашкова А.А.
Повышение эффективности выработки остаточных запасов на поздних стадиях разработки методом зарезки боковых стволов 235

Гилаев Г.Г., Пашкова А.А.
Ликвидация пескопроявлений в скважинах 247

Гилаев Г.Г., Пашкова А.А.
Комплексный подход борьбы с солеотложениями 255

Гилаев Г.Г., Светлов К.Ю.
Гидратообразования. Методы борьбы 267

Гилаев Г.Г., Светлов К.Ю.
Обводнение скважин. Причины. Методы борьбы с обводнением 276

Гилаев Г.Г., Светлов К.Ю.
Системы сбора и подготовки продукции скважин 285

Гилаев Г.Г., Сузин К.К.
Повышение эффективности добычи высоковязких нефтей путём установки электроприводных винтовых насосов (УЭВН) 295

Гилаев Г.Г., Сузин К.К.
Свойства водонефтяных эмульсий и способы предотвращения их образования в скважине 306

Гилаев Г.Г., Сузин К.К.
Эффективность интенсификации добычи нефти путём использования электротепловой обработки призабойной зоны пласта на примере Боровского месторождения (УЭВН) 314

Гилаев Г.Г., **Сыщенко В.В.**
Применение гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава (ГЭКС) для сложнопостроенных карбонатных коллекторов 325

Контарев А.А., **Рогов Е.А.**
Метод активизации трудноизвлекаемых запасов нефти 333

Сафонова Е.А., **Гилаев Г.Г.**
Преимущества и недостатки составов, применяющихся для укрепления призабойной зоны скважин в слабосцементированных породах 340

СЕКЦИЯ 1.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ И ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ

УДК 621.313

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЯ ЧАСТИЧНЫХ РАЗРЯДОВ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВРАЩАЮЩИХСЯ МАШИН

Белов Антон Алексеевич
Кандидат педагогических наук. E-mail: belov.anton.7@mail.ru
Шкода Валентин Васильевич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, кандидат педагогических наук, доцент, профессор кафедры физики и электротехники. E-mail: vshkoda@mail.ru
Попова Екатерина Григорьевна
Кубанский государственный аграрный университет, студентка. E-mail: katarinka85po@mail.ru

Аннотация. Рассмотрено применение электрического метода измерения частичных разрядов для определения состояния изоляции высоковольтных вращающихся машин. Приведены основные параметры частичных разрядов. Описана типовая схема измерения частичных разрядов. Приведены преимущества и недостатки использования данного метода.
Ключевые слова: частичный разряд, метод измерения частичных разрядов, высоковольтная вращающаяся машина, электрогенератор, электродвигатель.

В работе применены следующее сокращения: АЦП – аналогово-цифровой преобразователь. ВВМ – высоковольтная(ые) вращающаяся (щиеся) машина(ы). ВН – высокое напряжение. МИЧР – метод измерения частичных разрядов. ПО – программное обеспечение. ЧР – частичный разряд. ЭВМ – электронно-вычислительная машина.

В данной статье высоковольтные вращающиеся машины – синхронные и асинхронные генераторы электрической энергии с выходным напряжением равным или выше 3 кВ, синхронные и асинхронные электродвигатели с номинальным напряжением питания равным или выше 3 кВ.

В настоящее время все чаще контроль изоляции ВВМ осуществляется при помощи МИЧР [1–4].

Суть МИЧР – сравнение данных, полученных при измерении и анализе ЧР, с известными для определения наличия, вида и уровня развития дефекта(ов) ВВМ.

Рассмотрим основные сведения о ЧР.

Частичный разряд – электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами [5].

ЧР представляет из себя совокупность искровых разрядов высокой частоты, возникающую в дефектах изоляции (твердой, жидкой, газообразной) под воздействием внешнего электрического поля. При этом, ЧР является диагностическим признаком дефекта и, одновременно, увеличивает своим действием масштаб дефекта, ухудшая свойства изоляции.

МИЧР описан в следующих основных стандартах: ГОСТ 20074-83 (СТ СЭВ 20074-83), ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270-2000), ГОСТ IEC TS 60034-27-2-2015, IEEE Std 1434 2000 [5–8].

Все виды ЧР можно свести к трем: поверхностный; коронный; внутренний.

Сегодня известны такие методы обнаружения ЧР, как: электрический [4, 9]; электромагнитный (радиоволновой) [4, 9]; акустический [4]; оптический (оптоэлектронный) [4]; химический; термический.

Наиболее применяемыми методами обнаружения ЧР в системах эксплуатации ВВМ являются – электрический, электромагнитный (радиоволновой) и акустический. При этом оптический (оптоэлектронный), химический и термический являются лабораторными методами.

Из названных методов обнаружения ЧР одним из самых точных в части возможности идентификации дефектов изоляции ВВМ является электрический метод. В дальнейшем в данной ста-

тье под МИЧР будет рассматриваться и подразумеваться именно электрический метод определения ЧР.

Основной диапазон частот ЧР: от 100 кГц до 3 ГГц [7].

Укажем в таблице 1 основные параметры ЧР, используемые для идентификации дефектов в ВВМ.

Таблица 1 – Основные параметры ЧР

Наименование параметра ЧР	Обозначение	Единица измерения	Альт. единица измерения	Формула	Примечание
1	2	3	4	5	6
Время измерений импульсов	$t_{изм}$	с	–	–	–
Единичный импульс	i	шт.	–	–	–
Количество импульсов за время измерений	n	шт.	–	–	–
Амплитудное напряжение единичного импульса (с учетом полярности)	$U_{ЧРi}$	мВ	пКл	–	–
Кажущийся заряд единичного импульса (с учетом полярности)	$Q_{ЧРi}$	пКл	–	–	[10]
Частота единичного импульса	$f_{чрi}$	Гц	–	–	Обратная величина, увеличенному в четыре раза времени, при котором напряжение ЧР достигает максимума [10]

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Время единичного импульса	$\tau_{чрi}$	с	мкс	–	Время импульса ЧР, при котором амплитуда напряжения становится равной менее 10 % от максимального значения [10]
Фазовый угол единичного импульса	$\varphi_{чрi}$	град.	рад.	$\varphi_{чрi} = 360 \cdot (\frac{t_i}{T})$	Время, измеренное с момента прохождения положительного полупериода испытательного напряжения (*ti*), предшествующего ЧР, через нулевое значение, до момента возникновения импульса ЧР [5]
Период испытательного напряжения	T	с	–	–	[5]
Эквивалентный заряд ЧР за время измерений	$Q_{ЧР}$	пКл	–	$Q_{ЧР} = \sum_{i=1}^{n} (Q_{ЧРi})$	Обычно рассчитывается отдельно для положительной и отрицательной полярности ЧР
Средний ток за время измерений	$I_{ЧР}$	А	Кл/с	$I_{ЧР} = \frac{1}{t_{изм}} \cdot \sum_{i=1}^{n} (\lvert Q_{ЧРi} \rvert)$	[5]

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6
Суммарная мощность импульсов за время измерений	$P_{ЧР}$	Вт	–	$P_{ЧР} = \frac{1}{t_{изм}} \cdot \sum_{i=1}^{n} \left(U_{ЧРi} \cdot Q_{ЧРi} \right)$	Рассчитывается с учетом знаков напряжений и зарядов [5]

В современных системах полученные данные о ЧР обрабатываются аппаратно-программными алгоритмами на основе методов математической статистики и преобразований Фурье. Иногда, вместо количества зарегистрированных импульсов ЧР (n), в программных алгоритмах систем измерения ЧР используется параметр – частота появления импульсов (Hn) / s.

Приведенные параметры (табл. 1) позволяют построить амплитудно-фазную характеристику ЧР, определить интенсивность ЧР (величину тренда) и интенсивность дефекта (при наличии данных для сравнения; в качестве данных для сравнения могут выступать результаты прошлых измерений ЧР на данной ВВМ, типовые графики ГОСТ, типовые графики, предоставляемые производителем систем диагностики ЧР).

Рассмотрим типовую, часто применяемую, схему измерения ЧР в ВВМ с применением электрического МИЧР (рис. 1). Следует отметить, что типовые схемы измерения ЧР в ВВМ изложены в современных стандартах России и МЭК [5, 7, 8].

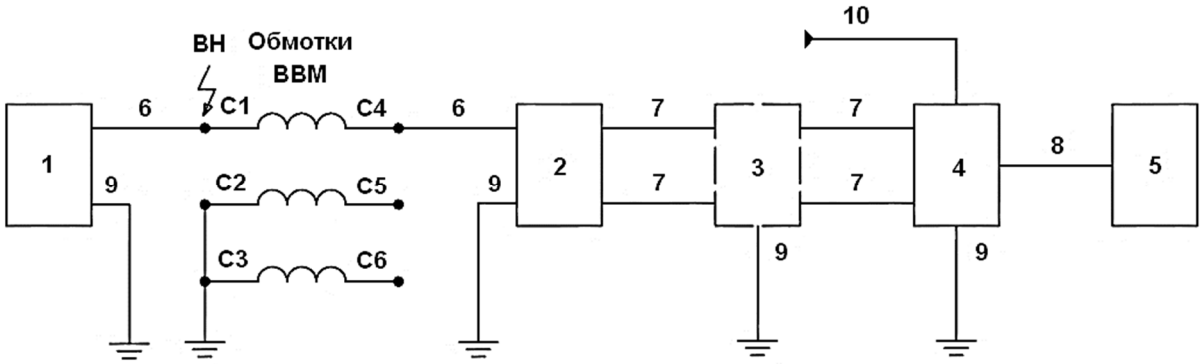

Рисунок 1 – Типовая схема измерения ЧР

На схеме: 1) устройство высокого переменного напряжения частотой 50 Гц (устройство испытательного напряжения); 2) ем-

костный датчик; 3) модуль согласования (коробка согласования / распределительная коробка / разъемная коробка); 4) измерительный прибор ЧР с АЦП; 5) ЭВМ (ноутбук, персональный компьютер); 6) высоковольтный провод (кабель); 7) информационный низковольтный высокочастотный провод (кабель); 8) соединение посредством сетевого LAN интерфейса / оптического интерфейса (Optic) / Wi-Fi / Интернет-соединения (WAN); 9) провод заземления; 10) информационный низковольтный низкочастотный провод (кабель) для получения синусоиды синхронизации (синусоиды базового напряжения). C1-C4, C2-C5, C3-C6 – концы обмоток ВВМ.

В схеме к одному концу обмотки C1-C4 подключается высоковольтный провод (6) устройства ВН (1), ко второму концу обмотки подключается высоковольтный провод (6) емкостного датчика (2). Две другие обмотки заземляются, как приведено на рисунке 1. Емкостный датчик представляет собой обычно емкостно-резистивный делитель напряжения и, одновременно, фильтр высоких частот. Выход емкостного датчика соединяется высокочастотным проводом (7) с модулем согласования (3). Модуль согласования может иметь несколько входов и выходов, может содержать устройства согласования сигналов (электрофильтры, делители напряжения), ограничители перенапряжения, контур(ы) для получения сигнала синусоиды синхронизации. Выход модуля согласования (3) соединяется с помощью информационного провода (7) со входом измерительного прибора ЧР (4). Измерительный прибор ЧР обычно содержит устройство обработки аналоговых сигналов на основе микропроцессора (микроконтроллера) с АЦП и специализированным ПО, устройство соединения с ЭВМ (5), вывод для световой или звуковой сигнализации (опционально), устройство обновления прошивки микропроцессора/микроконтроллера (опционально). Измерительный прибор ЧР может иметь несколько входов для получения сигналов от емкостных датчиков. На специальный вход (10) подается низкочастотный низковольтный сигнал синусоиды синхронизации. Данный сигнал необходим для получения амплитудно-фазной характеристики ЧР. Сигнал может быть получен от высоковольтной установки, специального понижающего трансформа-

тора, генератора сигналов, специального выхода емкостного датчика (2), специального выхода модуля согласования (3). Модуль согласования (3) в схеме может отсутствовать, и тогда все перечисленные функции данного модуля выполняют емкостный датчик (2) и измерительный прибор ЧР (4). Выход измерительного прибора (4) соединяется с ЭВМ (5) посредством сетевого LAN интерфейса / оптического интерфейса (O_{ptic}) / Wi-Fi / Интернет-соединения (WAN). При этом, на ЭВМ устанавливается специализированное ПО для выявления и анализа ЧР. Данное ПО обычно предоставляется производителем измерительного прибора ЧР (4). Корпуса всех устройств заземляются с помощью специальных проводов (9). Испытательное напряжение от установки (1) должно быть равно или больше 3 кВ, но не выше номинального напряжения обмоток ВВМ.

После проведения измерений обмотки С1-С4, измерения проводят последовательно для обмоток С2-С5, С3-С6. Схема при этом аналогична измерениям для обмотки С1-С4.

Возможно подключение сразу трех обмоток к трем емкостным датчикам. Тогда каждая обмотка подключается к устройству ВН и к емкостному датчику, емкостные датчики (2) тремя проводами (кабелями) подключаются к соответствующему модулю согласования (3) / измерительному прибору (4). Обмотки ВВМ при этом не заземляются. В остальном схема аналогична схеме рисунка 1.

Основным видами информации при измерении ЧР являются:

– статистически обработанные параметры ЧР (табл. 1);
– амплитудно-фазная характеристика ЧР.

Пример амплитудно-фазной характеристики ЧР другие названия – PDPD-диаграмма, PRPD-шаблон) приведен на рисунке 2 [7].

Принцип построения данной характеристики следующий. Обработанные значения ЧР (амплитуда и фаза появления ЧР – относительно начала синусоиды синхронизации) приводятся на графике. Интенсивность (частота появления во время измерений tизм) каждого импульса ЧР отображается соответствующим цветом. В данном примере – от черного к синему (в относительных единицах шкалы). Формируется график ЧР, который впоследствии сравнивается с типовыми графиками.

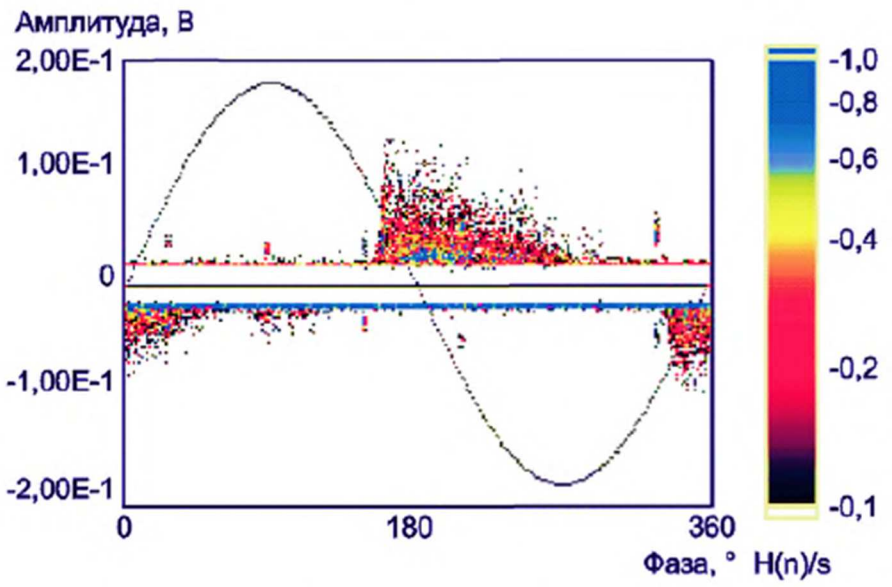

Рисунок 2 – Пример амплитудно-фазной характеристики ЧР

Пример типовых графиков из ГОСТ IEC TS 60034-27-2-2015 [7] приведен на рисунке 3.

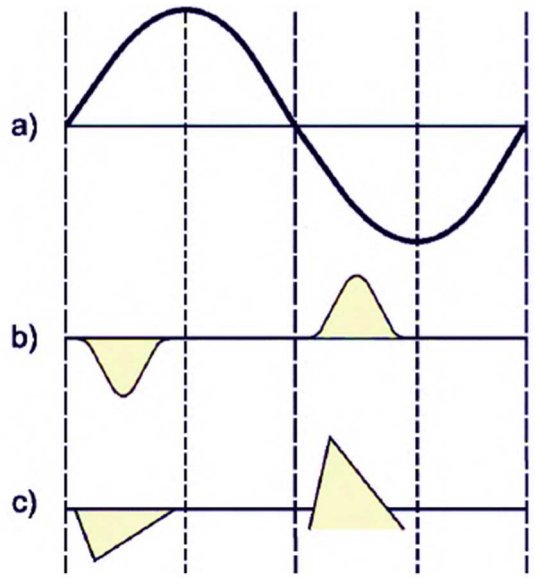

Рисунок 3 – Типовые графики амплитудно-частотных характеристик: a) синусоида синхронизации источника ВН (или одной из фаз питающей сети); b) график ЧР, указывающий на дефект изоляции вида «внутреннее расслоение»; c) график ЧР, указывающий на дефект вида «поверхностные ЧР в пазу»

Получив с помощью ПО средние значения амплитуд ЧР ($U_{ЧРi}$ или $Q_{ЧРi}$) положительной и отрицательной полярности (табл. 1) можно сделать вывод об интенсивности дефекта, его

разрастании (при сравнении результатов нескольких периодических измерений ЧР).

Необходимо отметить, что измерения ЧР могут быть:

– разовыми (обычно проводятся для принятия решения о ремонте, выводе из эксплуатации, прекращении эксплуатации, возобновлении эксплуатации после ремонта);

– периодическими (с установленным промежутком времени между измерениями, с отключением или без отключения ВВМ);

– в режиме постоянного мониторинга ЧР (система измерения ЧР подключена к ВВМ постоянно и проводит контроль параметров ЧР с небольшой периодичностью (обычно в несколько минут) с записью данных в журнал и передачей их на сервер и/или оператору).

Обозначим главные преимущества применения систем контроля состояния изоляции ВВМ методом измерения ЧР (в режиме периодических измерений, в режиме мониторинга):

– предупреждение аварий ВВМ и последующего ремонта; снижение затрат (операционных, инвестиционных) на капитальный ремонт, прямого и косвенного ущерба от простоя ветви технологического процесса с ВВМ;

– корректировка графика текущего и капитального ремонта ВВМ исходя из получаемых данных при диагностике (мониторинге) ЧР;

– использование испытательного напряжения меньше, или равного номинальному напряжению ВВМ;

– снижение риска повреждения изоляции ВВМ в процессе диагностики ЧР;

– возможность сравнения данных об изоляции ВВМ до и после текущего/капитального ремонта, через заданный промежуток времени после ремонта;

– возможность получения данных о состоянии изоляции ВВМ без ее останова и разборки.

Основные недостатки применения систем контроля состояния изоляции ВВМ методом измерения ЧР:

– относительно высокая стоимость систем диагностики (мониторинга) ЧР;

– сложность анализа и интерпретации полученных результатов;

– сложность отсева высокочастотных шумов при настройке системы и проведении измерений ЧР;

– необходимость наличия специально обученного персонала;

– сложность в локализации места дефекта изоляции ВВМ.

Основные области применения систем контроля состояния изоляции ВВМ методом измерения ЧР: электростанции с турбо и гидрогенераторами, промышленные предприятия с мощными высоковольтными электродвигателями.

Таким образом, применение систем контроля состояния изоляции ВВМ методом измерения ЧР способствует снижению риска возникновения аварий, позволяет оптимизировать график текущего и капитального ремонта ВВМ, способствует уменьшению затрат операционного и инвестиционного бюджетов владельца ВВМ.

Литература

1. Аксенов Ю.П. Мониторинг технического состояния высоковольтной изоляции электрооборудования энергетического назначения в эксплуатации и при ремонтах. – М. : Наутехлитиздат, 2002. – 338 с.

2. Измерение частичных разрядов в изоляции статоров высоковольтных электрических машин // Статьи. ООО «Димрус». Июнь 2021. – URL : https://dimrus.ru/texts/ stator2.html

3. PGU-DM – Система мониторинга и диагностики состояния энергоблока электрической станции // Статьи. ООО НТЦ «ЭДС». Июль 2021. – URL : https://ntc-eds.ru/приборы-диагностики-и-ремонта/комплексные-системы-мониторинга-и-ди/pgu-dm/

4. Частичные разряды в изоляции: методы, приборы, диагностика // Статьи. Сайт ООО «КаталогСервис». Июль 2021. – URL : https://skomplekt.com/chastichnye-razryady/

5. ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270:2000) «Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов». – М. : Стандартинформ, 2014. – 49 с.

6. ГОСТ 20074-83 (СТ СЭВ 20074-83) «Электрооборудование и электроустановки. Метод измерения характеристик частичных разрядов». – М. : Издательство стандартов, 1983. – 22 с.

7. ГОСТ IEC TS 60034-27-2-2015 «Машины электрические вращающиеся. Ч. 27-2: Измерения частичного разряда на изоляции статорной обмотки включенных в сеть вращающихся электрических машин». – М. : Стандартинформ, 2016. – 42 с.

8. IEEE Std 1434 2000 «Trial Use Guide t o the Measurement of Partial Discharges in Rotating Machinery». Aug. – 2000.

9. Соловьев М. Современные методики измерения частичных разрядов (ЧР) в силовых трансформаторах в условиях подстанции / М. Соловьев // Энерго-info. – 2012. – № 9(68). – С. 62–66.

10. Частичные разряды в изоляции высоковольтного оборудования // Статьи. Сайт ООО «Димрус». Июнь 2021. – URL : https://dimrus.ru/texts/pdtext.html

УДК 66:546+691

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТРОИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Жилина Анна Владимировна
Кубанский государственный технологический университет, студент.
Тлехусеж Марина Александровна
Кубанский государственный технологический университет, кандидат химических наук, доцент кафедры химии. E-mail: annaa.zhilinaa@mail.ru
Попова Ольга Борисовна
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент. E-mail: popova_ob@mail.ru

Аннотация. Основные тенденции развития хозяйственных и промышленных предприятий нацелены на энергосбережение. В данной работе приведено описание и характеристика основных направлений энергосберегающих технологий для производства строительных материалов. Энергосберегающие проекты предусматривают оптимизацию теплопотребления, основанного на конструктивном, технологическом и энергетическом совершенствовании тепловых агрегатов. Кроме того, ощущается необходимость использовать сырье по максимуму и находить применение вторичным (побочным) продуктам.
Ключевые слова: энергосберегающие технологии, строительные материалы, топливно-энергетические ресурсы, альтернативные источники энергии.

В настоящее время большое внимание уделяется вопросу энергосбережения. Это обуславливается существованием мировых экологических проблем, которые охватывают нашу планету. В качестве главного аргумента в пользу энергосбережения служит ограниченность многих природных ресурсов, являющихся основными источниками энергии. Еще одна проблема заключается в том, что при сжигании топлива выделяется огромное количество углекислого газа, который, в свою очередь, пагубно влияет на атмосферу, вызывая парниковый эффект.

Уголь, нефть, природный газ активно используются со времен промышленной революции по настоящее время.

Строительство является одним из самых энергозатратных направлений промышленной индустрии. Именно в данной отрасли широкое применение находят многообразные ископаемые ресурсы, которые используют в качестве не только сырья, но и топлива.

Как известно, стандартными строительными материалами считаются цемент, кирпич, стекло, производство которых является самым энергоёмким. Получение этих продуктов сопровождается обжигом (или варкой, если речь о стекле), который требует существенных затрат наиболее ценных видов топлива для создания и поддержания высоких температур. Так, на производство цемента расходуется примерно около 60 % топлива и 50 % электроэнергии, потребляемых строительными предприятиями [1].

В связи с этим, задача энергосбережения при производстве строительных материалов заключается не только в поиске альтернативных путей их получения с использованием минимальных затрат топливно-энергетических и природно-сырьевых ресурсов ввиду их ограниченности, но и поддержание высокого качества изготовляемой продукции.

Энергоэффективные направления
в производстве строительных материалов

1. Производство из гипсовых составляющих.

Преимущества:

– не требуется термическая обработка продукции из гипса после прессового формования, при этом по характеристикам такое изделие не уступает кирпичу из силикатов;

– исключается большой расход энергии и топлива. Известно, что на производство 1 т гипса требуется почти в 4 раза меньше топливно-энергетических ресурсов, чем на производство такого же количества цемента [2];

– сокращается срок возведения зданий за счёт быстрого затвердения и лёгкого формования;

– простота и экономичность производства бетона, изготовленного на основе водостойкого гипсового вяжущего;

– быстрая окупаемость производства, огнестойкость, прочность, относительно низкая тепло- и звукопроводность возводи-

мых конструкций, способность поглощать излишнюю влагу из окружающей среды [3].

2. Производство модифицированного силикатного кирпича с пустотами в качестве замены глиняного красного кирпича.

Преимущества:

– силикат даёт выигрыш в сокращении энергозатрат и времени производства в сравнении с изготовлением кирпича из глины;

– увеличение полостей в кирпиче способствует уменьшению расхода топлива и электроэнергии на производство. Однако при этом необходимо учитывать, что излишнее повышение объёма пустот может оказать пагубное воздействие при будущей эксплуатации здания, влияя на снижение таких физических свойств, как водонепроницаемость, морозостойкость, теплопроводность.

3. Использование техногенных промышленных отходов в качестве альтернативных низкоэнергоёмких добавок к строительным материалам.

Использование данного метода объясняется родственным составом с природным сырьем. Например, возможно применение шлаков от электростанций в роли компонента при производстве вяжущих, пористого гравия, газобетона, керамики, силикатов и пр. [1].

Преимущества:

– выгодная замена природных ископаемых ресурсов наряду с решением вопроса об утилизации отходов;

– снижение энергозатрат производства на 10–30 % [4];

– снижение стоимости строительных материалов, изготовленных таким методом, за счёт экономии на добыче сырья и на транспортных расходах вследствие большой распространённости отходных продуктов.

4. Использование тепловой изоляции печей.

Приводит к эффективному использованию тепла вследствие уменьшения попадания холодного воздуха в подогретую печь, а также за счет менее весомой потери тепла в атмосферу вместе с отходящими газами и через поверхность. Для достижения максимально положительного эффекта необходима установка качественных изоляционных материалов и определенной толщины изоляционного слоя. Данный способ увеличивает КПД печи, ра-

ботающей на топливе и предназначенной для сушки и обжига строительных материалов.

5. Подача подогретого воздуха на сжигание топлива при обжиге/варке.

Такой метод приводит к уменьшению расхода топливных ресурсов в огневых процессах за счёт внесения физической теплоты воздуха в процесс горения, что способствует увеличению КПД печей [2].

6. Использование электрических печей.

Преимущества:

– автоматизация технологического процесса;

– сокращение тепловых потерь, обеспечивающих более высокий показатель КПД в сравнении с печью, эксплуатируемой на горючих веществах;

– не требуется добыча и использование природных ископаемых энергоресурсов;

– стоимость стекла, сваренного с использованием электропечей, уменьшается;

– не происходит попадание в продукцию возможных загрязнений от сжигания топлива;

– при одинаковой производительности электропечи более компактны по сравнению с работающими на топливе, следовательно, занимают меньше места на предприятии [2].

Выявление новейших направлений и методик энергосбережения является одной из приоритетных задач современных строительных компаний. Для этого необходимо изучать и анализировать энергозатраты предприятия, что способствует выявлению, разработке и обоснованию методов повышения энергоэффективности производства [5]. Внедрение энергосберегающих технологий направлено не только на защиту окружающей среды, но и способствует повышению эффективности предприятий с экономической точки зрения.

Одной их причин перехода на принцип энергосбережения является стремление производителя превзойти конкурентов и сэкономить на добыче сырья из недр земли. Обусловлено это тем, что в мире происходит рост цен на невозобновляемые источники энергии, что связано с их ограниченностью и трудоемкостью до-

бычи. Поэтому для снижения себестоимости необходимо сокращать расходы на сырьё и топливо. Наиболее целесообразно и выгодно для промышленной и хозяйственной сферы является переход на использование возобновляемых источников энергии. Страны, в т.ч. Россия, обладающие огромными залежами нефти, каменного угля и/или природного газа, не менее других государств заинтересованы в рациональном потреблении этих ископаемых ввиду их ценности и ограниченности.

Таким образом, говоря об экономии сырья, важной задачей является наиболее полное использование добытого полезного ископаемого, что раскрывает потенциал энергосбережения.

Литература

1. Ушаков В.Я. Потенциал энергосбережения и его реализация в секторах конечного потребления энергии: учебное пособие / В.Я. Ушаков, Н.Н. Харлов, П.С. Чубик / Издательство Томского политехнического университета. – 2015. – С. 145–152. – URL : https://e.lanbook.com/book/82837?category_pk=2577 (дата обращения 05.10.2021).

2. Соколовский Л. Энергосбережение при производстве строительных материалов / Л. Соколовский // Строительство и недвижимость. – 2001. – № 15. – URL : https://nestor.minsk.by/sn/2001/15/sn11505.html (дата обращения 15.10.2021).

3. Малоэтажное строительство: материалы, эффективность. – URL : https://zinref.ru/000_uchebniki/02800_logika/011_lekcii_raznie_61/1105.htm (дата обращения 02.10.2021).

4. Кудрявцева В.А. Инновационные направления в сфере производства строительных материалов / В.А. Кудрявцева // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2012. – № 2(3). – С. 24–28.

5. Кудрявцева В.А. Основные факторы успешного развития производства строительных материалов в регионах Российской Федерации / В.А. Кудрявцева, О.Б. Лашкевич // Известия вузов. Инвестиции. Строительство. Недвижимость. – 2014. – № 1(6). С. 21–26.

УДК 621.31, 62-83, 621.313.33

ПРИМЕНЕНИЕ ЛИНЕЙНОГО ПРОГРАММИРОВАНИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ

Карандей Владимир Юрьевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий. E-mail: epp_kvy@mail.ru
Попов Борис Клавдиевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент. E-mail: pbk47@mail.ru
Попова Ольга Борисовна
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент. E-mail: popova_ob@mail.ru
Афанасьев Виктор Леонидович
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: buguvix@mail.ru

Аннотация. В статье приведен анализ применения линейного программирования для решения задачи оптимизации специальных электрических приводов. Использование данного метода позволит осуществлять решение задачи оптимизации.
Ключевые слова: специальный электрический привод, управляемый асинхронный каскадный электропривод, методы оптимизации, линейное программирование, электромеханическое преобразование энергии, электромагнитная система.

Создание новых технологий сопровождается научными исследованиями в области создания новых конструкций электрических приводов [1, 2]. Для создания таких устройств необходимо разработать новые подходы к математическому моделированию [3, 4], алгоритмов [5, 6], информационных систем [7, 8], позволяющих с определенной точностью определять статические [9, 10] и динамические [11, 12] параметры системы [13, 14], позволяющие реализовать особенности технологии [15, 16]. Решение задачи оптимизации является одной из основных при создании новых систем.

Рассмотрим применение линейного программирования для решения задачи оптимизации специальных электрических приводов. Теория геометрического программирования построена по образцу теории линейного и выпуклого программирования. По этой причине рассмотрим наиболее важные положения теории, лежащей в основе линейного и выпуклого программирования.

Линейное программирование имеет дело с задачей минимизации или максимизации линейной функции $\sum_{j=1}^{m} b_j x_j$ при ограничениях на линейные функции векторного переменного x. В любой задаче ограничения могут быть заданы линейными уравнениями, линейными неравенствами или и теми, и другими одновременно. Так как линейное уравнение $\sum_{j=1}^{m} a_j x_j = c$ эквивалентно двум линейным неравенствам $\sum_{j=1}^{m} a_j x_j \le c$ и $\sum_{j=1}^{m} a_j x_j \ge c$, то все ограничения данной задачи всегда можно выразить в виде неравенств. Далее, каждое из этих ограничений, имеющее вид $\sum_{j=1}^{m} a_j x_j \le c$, эквивалентно соответствующему ограничению $\sum_{j=1}^{m} (-a_j) x_j \le -c$. Таким образом, достаточно рассмотреть только те задачи, для которых все ограничения имеют вид $\sum_{j=1}^{m} a_j x_j \ge c$. Кроме того, каждое из неизвестных x_j, для которого допускаются как положительные, так и отрицательные значения, может быть заменено разностью двух новых переменных, каждое из которых неотрицательно. Тогда любая линейная программа может быть сведена к эквивалентной линейной программе оптимизации специальных электрических приводов.

Применение линейного программирования позволит решить задачи оптимизации специальных электрических приводов.

Литература

1. Козярук А.Е. Современные эффективные электроприводы производственных и транспортных механизмов. Электротехника. – 2019. – № 3. – С. 33–37.

2. Афанасьев В.Л. Управляемый каскадный электрический привод / В.Л. Афанасьев, В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Патент на

полезную модель RU 191959 U1, 28.08.2019, заявка № 2019111630 от 16.04.2019.

3. Власьевский С.В. Сравнение расчетных сил тяги по сцеплению электровозов переменного тока с асинхронным и коллекторным приводом / С.В. Власьевский, О.А. Малышева, О.В. Мельниченко // Электроника и электрооборудование транспорта. – 2018. – № 5. – С. 30–36.

4. Карандей В.Ю. Математическое моделирование каскадных асинхронных электроприводов : в 3 т. : монография. – Т. 1: Математическое моделирование магнитных систем электропривода / В.Ю. Карандей; ФГБОУ ВПО «КубГТУ». – Краснодар : Издательский Дом – Юг. – 2014. – 142 с.

5. Карандей В.Ю. Программа расчета параметров и анимационного построения потокораспределения компонента асинхронного каскадного электропривода / В.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, А.В. Базык // Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2015615828, зарегистрировано 25.05.2015 г.

6. Карандей В.Ю. Программа расчета параметров и самоанимационного построения потокораспределения компонента асинхронного каскадного электропривода / Карандей В.Ю., Карандей Ю.Ю., Базык А.В. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2015615826 от 25 мая 2015 г.

7. Попов Б.К. Программа расчета токов статора и ротора в каскадном электрическом приводе / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2008614048, зарегистрировано 30.06.2008 г.

8. Карандей В.Ю. Программа задания конструктивных параметров компонента асинхронного каскадного электропривода, статорной обмотки и визуального построения полученного потокораспределения / В.Ю. Карандей // Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2015615827 от 25 мая 2015 г.

9. Карандей В.Ю. Концепция расчета магнитной системы асинхронного двигателя специального электропривода / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Известия высших учебных заведений, Пищевая технология. Научно-технический журнал. – 2008. – № 1. – С. 101–103.

10. Карандей В.Ю. Подход к определению магнитных параметров компонента управляемого каскадного асинхронного

электрического привода / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, Ф.С. Абанин // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2015. – № 10(114). – С. 182–201.

11. Karandey V.Yu. Research of electromagnetic parameters for improvement of efficiency of special electric drives and components / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, O.B. Popova, V.L. Afanasyev 5th International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies 2019. – 2016. – P. 69–74.

12. Karandey V.Yu. Research dynamics of change of electromagnetic parameters of controlled special electric drives / V.Yu. Karandey, O.B. Popova, B.K. Popov, V.L. Afanasyev // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019). – 2019. – P. 8934751.

13. Карандей В.Ю. Подход к определению магнитных параметров управляемого асинхронного каскадного электрического привода с уточненной геометрией / В.Ю. Карандей, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 06(120). – С. 575–586. URL : http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/40.pdf

14. Карандей В.Ю. Разработка подхода к расчету магнитного потока одной катушечной группы обмотки статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода / В.Ю. Карандей, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, В.В. Квочкин, В.Н. Кишко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 06(120). – С. 563–574 –URL : http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/39.pdf

15. Карандей В.Ю. Определение электромагнитной энергии и момента в каскадном электрическом приводе / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов, А.В. Базык, Ю.Ю. Карандей // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2014. – № 97. – С. 464–481.

16. Карандей В.Ю. Разработка алгоритма расчета электромагнитных параметров статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода / В.Ю. Карандей, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, Ф.С. Абанин, В.В. Квочкин, В.Н. Кишко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 06 (120). – С. 587–605. – URL : http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/41.pdf

УДК 621.314.58

АЛГОРИТМ ВЫБОРА МАССОГАБАРИТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ НА ЭТАПЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Кашин Яков Михайлович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой электротехники и электрических машин; Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, профессор кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: jlms@mail.ru

Князев Алексей Сергеевич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, кандидат технических наук, старший преподаватель кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: knyazev.aleksei.87@gmail.com

Войнов Александр Владимирович
Кубанский государственный технологический университет, магистрант. E-mail: trapasha@mail.ru

Пивоваров Иван Александрович
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, курсант. E-mail: ivan_pivovarov12345@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен выбор угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора на этапе электрических машин с постоянными магнитами.

Ключевые слова: угла наклона воздушного зазора, постоянный магнит, эквивалентная электрическая машина.

Под выбором массогабаритных показателей электрических машин (ЭМ) с постоянными магнитами (ПМ) на этапе проектирования в настоящей статье понимается выбор угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора, определяющего форму ЭМ, при котором среди всего множества эквивалентных ЭМ с ПМ [1–3], рассчитанных на основе исходных данных и определяющих основные размеры магнитой системы ЭМ [4], достигаются наилучшие массогабаритные показатели с точки

зрения выбранного критерия (наименьшая масса, наименьшие габаритные размеры по выбранной оси (одной или нескольким), наилучшая форма для заданных исходных данных).

Если рассмотреть влияние главных размеров [5–6] и угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора на массогабаритные и мощностные показатели ЭМ, то получим картину, представленную на рисунке 1.

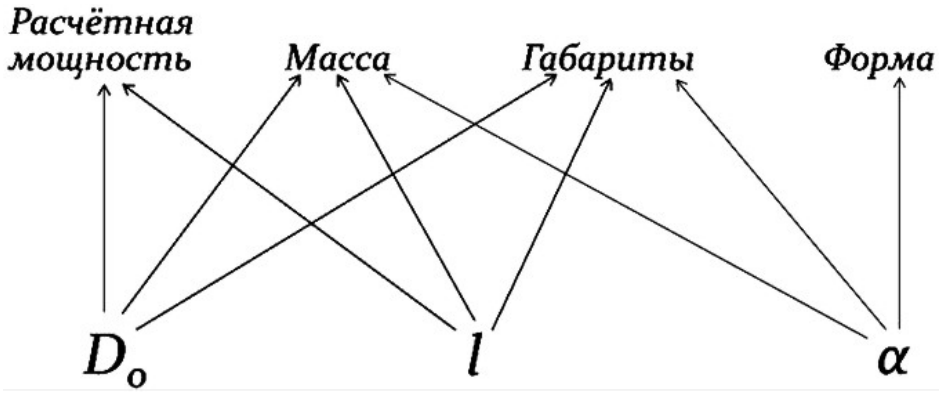

Рисунок 1 – Влияние главных размеров и угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора на массогабаритные и мощностные показатели ЭМ

Поэтому при расчёте массогабаритных показателей нельзя не учитывать форму ЭМ, определяемую выбором её конструктивного исполнения и выражаемую через угол наклона воздушного зазора к оси вращения ротора.

С учётом особенностей расчёта габаритных размеров эквивалентных конических ЭМ [7–10] разработан следующий алгоритм выбора массогабаритных показателей ЭМ с ПМ на этапе проектирования:

1. Определение на основе исходных данных множества габаритных размеров эквивалентных ЭМ с ПМ с помощью разработанного метода и формул, описанных в [1, 11].

2. Определение для всего диапазона допустимых значений угла α наклона воздушного зазора к оси вращения ротора зависимости массы эквивалентных ЭМ с ПМ от величины этого угла α с помощью выведенных формул, приведенных в [3].

3. Выбор по выбранному критерию с помощью полученных зависимостей наиболее оптимальных значений массогабаритных показателей ЭМ с ПМ и определение соответствующей им величины угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора.

Применим разработанный алгоритм для одного из проектируемых генераторов [10,]:

1. Множество габаритных размеров эквивалентных ЭМ с ПМ, полученных на основе исходных данных, представлено на рисунке 2–3.

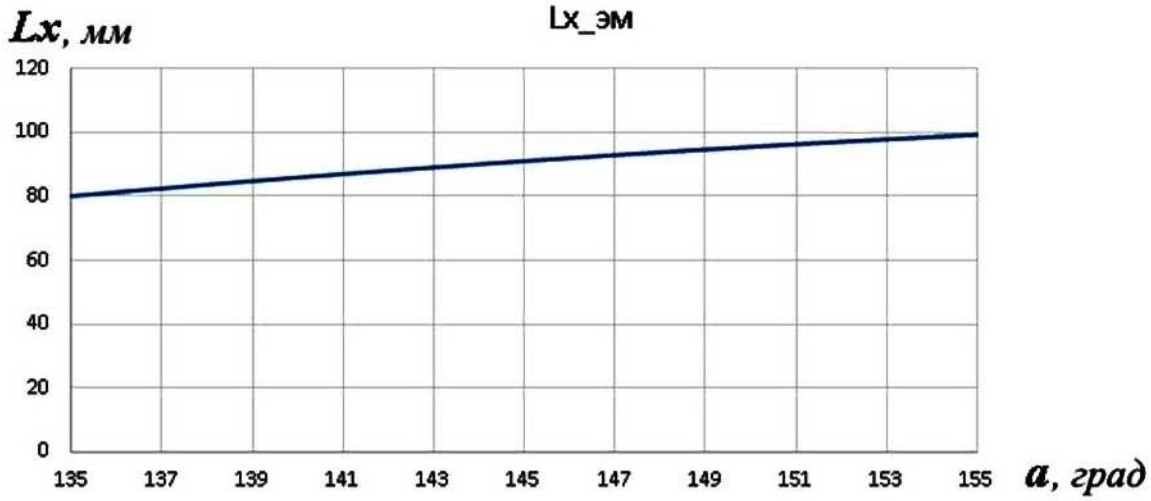

Рисунок 2 – Зависимость габаритного размера LX ЭМ
от угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора

Рисунок 3 – Зависимость габаритного размера L_Y ЭМ
от угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора

2. С помощью формул, приведенных в [3], получена зависимость массы ЭМ от угла α наклона воздушного зазора к оси вращения ротора на всем диапазоне его допустимых значений (рис. 4).

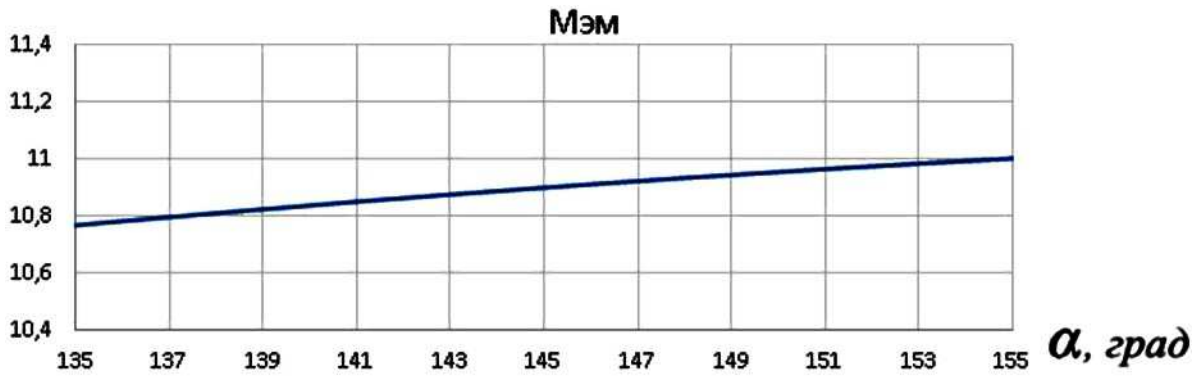

Рисунок 4 – Зависимость массы ЭМ при изменении угла α наклона воздушного зазора к оси вращения ротора

3. Исходя из полученных зависимостей, представленных на рисунке 2–4 наилучшие показатели как габаритных размеров LX и LY, так и массы ЭМ, достигаются при величине угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора α = 135º [3], поэтому нет необходимости выбора другого критерия оптимальности.

Однако, это можно считать удачным совпадением, так как при других значениях размеров магнитной системы могла бы возникнуть ситуация, когда при наименьшей массе габаритные размеры были бы максимальными, и наоборот – при наибольшей массе габаритные размеры были бы минимальными. В таком случае необходимо было бы сделать выбор в пользу наиболее приоритетного критерия оптимальности исходя из заданных условий проектирования ЭМ.

Представленный алгоритм выбора массогабаритных показателей ЭМ разработан на основе разработанного авторами метода определения габаритных размеров эквивалентных ЭМ с ПМ, позволяющего на этапе проектирования определить габаритные размеры ЭМ с ПМ на всем диапазоне допустимых значений угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора [1]. При этом учтены выведенные и проанализированные авторами зависимости массы эквивалентных ЭМ с ПМ от угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора [3], которые позволили установить, что на всем диапазоне допустимых значений угла наклона воздушного зазора к оси вращения ротора имеются явно выраженные точки минимума и максимума, между которыми зависимость имеет монотонный характер.

Разработанный алгоритм выбора массогабаритных показателей ЭМ с ПМ на этапе проектирования позволяет определить угол наклона воздушного зазора к оси вращения ротора, при котором массогабаритные показатели ЭМ имеют наилучшие показатели с точки зрения выбранного критерия (наименьшая масса, наименьшие габариты по одной или нескольким осям и т.д.).

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Администрации Краснодарского края в рамках научного проекта № 19-48-230009 р_а.

Литература

1. Массогабаритная оптимизация эквивалентных синхронных электрических машин / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов // Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Естественно-математические и технические науки. – 2017. – Вып. 1(196). – С. 129–143. – URL : http://vestnik.adygnet.ru

2. Результаты исследования эквивалентных радиальных и аксиальных синхронных генераторов с обмоткой возбуждения / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев, М.С. Христофоров / Научно-технический журнал «Энергосбережение и водоподготовка». – М. : Изд-во ООО «ЭНИВ», 2017. – № 5(109). – С. 47–52.

3. Analysis of the Dependence of the Mass of Equivalent Electric Machines on the Angle of Inclination of the Air Gap to the Axis of Rotation of the Rotor / Ya.M. Kashin, A.S. Kntasev, L.E. Kopelevich / Сб. Матер. Междунар. мультидисц. конф/ по пром. инжинирингу и современным технологиям FarEastCon-2020 (International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies «FarEastCon-2020»), Владивосток, 06 октября 2020 г., номер категории CFP20M35-ART, код 165655. № статьи 9271159.

4. Кашин Я.М. Программа расчёта размеров магнитной системы эквивалентных электрических машин / Я.М. Кашин, А.С. Князев, А.Я. Кашин, В.А. Ким // Свидетельство РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2017619234, заявл. 17.06.2017; зарегистр. 17.08.2017.

5. Кашин Я.М. Универсальные главные размеры электрических машин / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Сборник

научных статей по материалам IV Всероссийской науч.-практ. конф. «АВИАТОР» 16–17 февраля 2017 г. – Воронеж, 2017. – С. 34–41.

6. Исследование зависимости мощности синхронных электрических машин от главных размеров и частоты вращения ротора / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев, А.В. Ракло // Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Естественно-математические и технические науки. – 2016. – Вып. 3(186). – С. 99–108. – URL : http://vestnik.adygnet.ru

7. Кашин Я.М. Стабилизированный вентильный аксиально-радиальный ветрогенератор постоянного тока / Я.М. Кашин, А.С. Князев, А.Я. Кашин, А.В. Войнов // Пат. 2689211 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», ФГК ВОУ ВО «Краснодарское ВВАУЛ» – № 2018110242, заявл. 22.03.2018; опубл. 27.05.2019. Бюл. № 15.

8. Кашин Я.М. Стабилизированный вентильный аксиально-конический ветрогенератор постоянного тока / Я.М. Кашин, А.С. Князев, А.Я. Кашин, А.В. Войнов // Пат. 2688925 Российская Федерация, заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», ФГК ВОУ ВО «Краснодарское ВВАУЛ» – № 2018110245, заявл. 22.03.2018; опубл. 23.05.2019. Бюл. № 15.

9. Кашин Я.М. Бесконтактный двухпакетный ветрогенератор постоянного тока / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Пат. 2736326 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», ФГК ВОУ ВО «Краснодарское ВВАУЛ» – № 2020110480, 11.03.2020. Опубл. 13.11.2020. Бюл № 32.

10. Кашин Я.М. Вентильный ветрогенератор постоянного тока / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Пат. 2738435 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», ФГК ВОУ ВО «Краснодарское ВВАУЛ» – № 20 20110481, 11.03.2020. Опубл. 17.11.2020. Бюл № 35.

11. Universal formulas for determining the dimensions of permantnt magnet generators for wind power complexes / Ya.M. Kashin, A.S. Knyasev, V.A. Kim // Сб. матер. Междунар. научн.-техн. конф. «Пром-Инжиниринг». (International Conference on Industrial Engineering Applikation and Manufacturing. ICIEAM»), 25–29 марта 2019 г., № статьи 8742999.

УДК 621.315.2.016.2

СОВЕРШЕНСТВАНИЕ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЯ

Кашин Яков Михайлович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, зав. кафедрой электротехники и электрических машин; Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, профессор кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: jlms@mail.ru

Шаршак Алексей Александрович
Кубанский государственный технологический университет, аспирант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: vip.sharshak@mail.ru

Колбасин Сергей Игоревич
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: Kolbasinserega@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные недостатки используемых в настоящее время методов определения места повреждения кабеля, а также предложены методы, лишённые этих недостатков.

Ключевые слова: метод колебательного разряда, акустический метод, индукционный метод, метод импульсной рефлектометрии.

В настоящее время в электрических сетях городов, промышленных предприятий и сельских населенных пунктах находится достаточно большое количество кабельных линий электропередачи, протяженностью сотни тысяч и более километров. В основном это кабельные линии с кабелем в бумажно-масляной изоляции. В последние годы получили распространение кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, опыт эксплуатации которых еще недостаточен и, особенно определение места повреждения в них. Если основными видами повреждений в кабельных линиях с бумажно-масляной изоляцией являются одно-двух и трехфазные замыкания с обрывом и без обрывов, а

также обрывы одной, двух и трех жил, то в кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена наиболее частыми повреждениями являются однофазные замыкания [1].

Одной из главных проблем эксплуатации кабельных линий электропередачи является проблема определения мест повреждения в них. На отыскание повреждений по опыту эксплуатации уходит от нескольких часов до нескольких суток.

В кабельных линиях электропередачи, проложенных в грунте, могут возникать различные виды повреждений, требующие быстрого определения места повреждения и ремонта линии. Как правило, поиск отказов в кабельных линиях электропередачи производится в два этапа (относительный и абсолютный методы). На первом этапе с помощью измерительных устройств, подключаемых к одному из концов кабельной линии, определяется зона возможного нахождения места повреждения на трассе линии. На втором этапе с помощью другого комплекта аппаратуры непосредственно на трассе уточняется место расположения повреждения.

Наиболее используемыми на практике являются методы: колебательного разряда, акустический, индукционный, волновой, импульсный, импульсно-дуговой, мостовой. Каждый из них обладает как достоинствами, так и недостатками, например:

– метод колебательного разряда обладает невысокой точностью, а также позволяет определить место повреждения только с переходным сопротивлением в месте повреждения, равным сотням Ом и килоОм;

– акустический метод не позволяет определить повреждение с низким (близким к нулю) переходным сопротивлением, а определение места двух-трехфазного повреждения с помощью данного метода без прожигания отверстия в оболочке и броне кабеля достаточно затруднительно;

– индукционный метод требует необходимости прожигания изоляции кабеля при наличии больших переходных сопротивлений в месте повреждения, а также не позволяет определить места обрыва кабеля и определить однофазные замыкания;

– метод импульсной рефлектометрии не учитывает укрутку и неоднородность прокладки кабеля [2].

Устройство, реализующее акустический и индукционный методы, разработано авторами и подробно представлено в [3, 4].

Для устранения ряда перечисленных недостатков авторами разработаны следующие технические решения [3–12]:

1. Способ определения места повреждения кабеля, учитывающего укрутку жил кабеля [5] и реализующего его устройства [6]. Эти решения позволили сократить время определения места повреждения кабельной линии электропередачи и повысить точность определения расстояния до места повреждения за счет уменьшения погрешности определения этого расстояния импульсным методом, вследствие учета разработанным устройством коэффициента укрутки. Отсутствие учета укрутки жил кабеля приводит к большим погрешностям. Так например при одном и том же коэффициенте скрутки mT = 20 ошибка в измерении расстояния до места повреждения импульсным методом для кабеля сечением 25 мм^2 при длине кабельной линии, равной 7600 м, составляет 91,2 м, а для кабеля сечением 240 мм^2 – при том же значении mT = 20 ошибка при длине кабельной линии, равной 12800 м составляет 153 м.

2. Импульсно-радиационный метод определения места повреждения кабеля [7], рекомендуемый в дополнении к методу импульсной рефлектометрии, а также ряд устройств для его реализации [7–11], которые за счет основных отличительных признаков (размещение источника радиоактивного излучения (далее-ИРИ) в свинцовом контейнере со свинцовым затвором в нижней его части, размещение свинцового контейнера на шасси с блоком дистанционного управления и системой сигнализации об открытии и закрытии затвора, дистанционной системой управления движением шасси вдоль кабеля в зоне его повреждения и подъемом и спуском свинцового контейнера с ИРИ на землю в месте предполагаемого повреждения) позволяют повысить точность определения места повреждения кабеля, сократить время его определения, а также обеспечить безопасность работы оператора, перемещающего свинцовый контейнер с ИРИ вдоль трассы в зоне повреждения кабеля, за счет уменьшения вероятности его радиоактивного облучения и обеспечения возможности его информирования о точном совмещении походного, вертикального и

вертикального узконаправленного выходного каналов, и обеспечения автоматизации процесса управления устройством, а также предотвратить неполное прохождение γ-излучения от ИРИ и, соответственно, слабого воздействия γ-излучения через слой земли на поврежденный кабель.

3. Кабелеискатель [3, 4] в котором комплексно реализованы индукционный и акустический методы определения места повреждения кабеля. обладает повышенной надежностью, позволяет повысить точность определения мест однофазного замыкания фазы на оболочку силового кабеля при больших переходных сопротивлениях в месте замыкания путем уменьшения погрешности определения предполагаемого места однофазного замыкания фазы на оболочку силового кабеля, соответственно сократить время на устранение повреждения силового кабеля и уменьшить объем выполняемых работ по устранению места его повреждения.

4. Кабелеискатель [12], реализующий индукционно-коммутационный метод определения однофазных замыканий, но в отличие от известного и мало применяемого устройства, имеющего один генератор звуковой частоты 1000 Гц и ввиду больших погрешностей определения места повреждения кабеля, связанных с растеканием одиночного тока замыкания в земле, в нем применены два генератора: генератор звуковой частоты 1000 Гц и генератор сверхзвуковой частоты – 60000 Гц, который позволяет свести ток растекания к минимуму и увеличить магнитное поле пары токов с целью точного выявления места однофазного замыкания кабеля.

Внедрение вышеперечисленных технических решений на практике позволит повысить точность определения мест повреждений силовых кабелей и, соответственно, снизить время и стоимость проведения ремонтных работ.

Литература

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М. : Энергия, 1982. – 312 с.

2. Кириллов Г.А. Теория и практика поиска отказов в кабельных линиях электропередач. – М. : Краснодар, 2006. – 274 с.

3. Индукционно-акустический кабелеискатель / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, М.А. Елфимов // Пат. 2688854 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2018128865, заявл. 06.08.2018; опубл.: 22.05.2019. Бюл. № 15

4. Индукционно-акустический кабелеискатель / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, Г.А. Сидоренко, В.В. Шкода, А.А. Шаршак // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 4. Естественно-математические и технические науки. – 2020. – № 2 (261). – С. 85–91.

5. Способ определения места повреждения кабельной линии / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов // Пат. 2653583 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2017112840, заявл. 13.04.2017; опубл. 11.05.2018. Бюл. № 14.

6. Устройство ввода параметров кабельной линии электропередачи / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, М.А. Елфимов // Пат. 269211 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2018138683, заявл. 11.01.2018; опубл. 21.06.2019. Бюл. № 18.

7. Способ определения места повреждения кабеля / Г.А. Кириллов, А.И. Гайдамашко // Авторское свидетельство 1624363 СССР. № 4380793, заявл. 01.12.1988; опубл. 30.01.1991.

8. Устройство для определения места повреждения кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, Р.Н. Бордиян // Пат. 2585323 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2015111329/28, заявл. 27.03.2015; опубл. 27.05.2016. Бюл. № 15

9. Устройство для определения места повреждения кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, А.Б. Варенов // Пат. 2650081 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2017100675, заявл. 10.01.2017; опубл. 06.04.2018. Бюл. № 10

10. Устройство для определения места повреждения кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, А.А. Шаршак // Пат. 2698939 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2018142902, заявл. 04.12.2018; опубл. 02.09.2019. Бюл. № 25.

11. Устройство для определения места повреждения кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, А.А. Шаршак // Пат. 2698940 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2018142900, заявл. 04.12.2018; опубл. 02.09.2019. Бюл. № 25.

12. Устройство для определения места повреждения силового кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, А.Б. Варенов, А.В. Артемьев // Пат. 2691832 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», ФГК ВОУ ВО «Краснодарское ВВАУЛ», № 2018110449, заявл. 23.03.2018; опубл. 18.06.2019. Бюл. № 17.

УДК 621.313

ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА УСТАНОВКИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО СЕПАРИРОВАНИЯ

Ким Владислав Анатольевич
Кубанский государственный технологический университет, аспирант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: vladk-kub@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы разработки электропривода установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции, состоящего из статора электродвигателя и массивного ротора, который выполняет функцию рабочего органа электропривода сепаратора – барабана.
Ключевые слова: электропривод, сепаратор, совмещенная конструкция, массивный ротор.

Центробежный сепаратор [1], реализующий принцип совмещения конструкции, в которых ротор электродвигателя электропривода сепаратора дополнительно выполняет функцию рабочего органа электропривода, представлен на рисунке 1. Кинематическая схема центробежного сепаратора, реализующего принцип совмещения конструкции, состоит из следующих элементов: статора электродвигателя, ротора электродвигателя, выполненного в виде барабана сепаратора. Магнитопровод и обмотки статора такого сепаратора опоясаны теплообменными трубками, в которых протекает сепарируемый продукт, получающий частичный необходимый подогрев за счет неизбежных тепловых потерь электродвигателя, при этом охлаждая статор электродвигателя. Следует отметить, что при выполнении барабаном функции ротора электродвигателя, тепловые потери такого ротора также используются для догрева сепарируемого продукта. Регулирование скорости вращения барабана сепаратора совмещенной конструкции возможно изменением частоты и уровня питающего напряжения (применение преобразователя частоты).

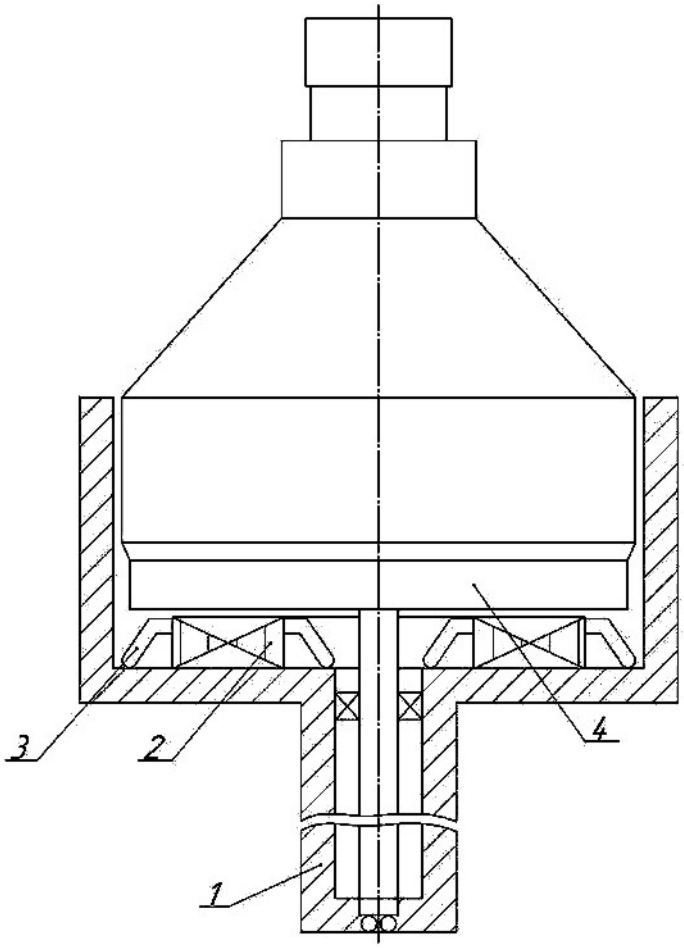

Рисунок 1 – Центробежный сепаратор,
реализующий принцип совмещения конструкции:
1 – корпус; 2 – магнитопровод статора; 3 – обмотка статора;
4 – ротор, выполнений в виде барабана сепаратора

Технологический процесс центробежного сепарирования определяется значением скорости осаждения (всплытия) каждой частицы продукта сепарирования, находящейся в барабане сепаратора. Согласна закону Стокса скорость осаждения частицы (шарика жира) определяется по формуле (1):

$$v_o = \frac{2}{9}\left(\frac{2\pi}{60}\right)^2 Rn^2 r^2 \frac{\rho_п - \rho_ж}{\mu}, \quad (1)$$

где v_o – скорость осаждения (всплытия) жировых шариков, см/с; R – средний радиус рабочей части тарелки сепаратора, см; n – частота вращения барабана сепаратора, об/с; r – радиус жирового шарика, см; $\rho_п$ – плотность однородной фазы, кг/м^3; $\rho_ж$ – плотность частицы, кг/м^3; μ – вязкость сепарируемого продукта, Па*с.

Из (1) можно сделать следующие выводы:

$v_o \equiv \rho_п - \rho_ж$ скорость осаждения прямо пропорциональна разности плотностей непрерывной фазы и частицы;

$v_o \equiv n^2$ скорость осаждения прямо пропорциональна квадрату скорости вращения барабана сепаратора;

$v_o \equiv r^2$ скорость осаждения прямо пропорциональна квадрату диаметра частиц.

Поэтому центробежные сепараторы проектируются исходя из следующих параметров:

– конкретный тип многофазного полидисперсного сепарируемого продукта (характеризующегося значениями $\rho_{п.ном}$ и $\rho_{ж.ном}$);

– номинальный диаметр частиц (шариков жира) dном (для получение схожих по размеру частиц на производствах могут использоваться гомогенизаторы);

– номинальная скорость вращения барабана сепаратора nном;

– номинальная скорость подачи продукта сепарирования $Q_{1ном}$.

В силу естественной неоднородности структуры, времени и скорости транспортировки, процентного соотношения фаз исходного продукта значение плотности сепарируемого продукта в различные интервалы времени не являются постоянной величиной.

На основании вышеизложенного процесс сепарирования можно условно разбить на несколько фрагментов.

Процентное соотношения фаз сепарированного продукта в начальный период сепарирования имеет значения p_{1-1} для непрерывной фазы и p_{2-1} частиц. Номинальная скорость вращения барабана сепаратора $n_{1ном}$, Номинальная скорость осаждения частиц $V_{о1ном}$. Номинальная скорость подачи продукта сепарирования в барабан сепаратора $V_{п1ном}$.

Изменение процентного соотношения фаз многофазного сепарируемого продукта со значений p_{1-1} и p_{2-1} на значения p_{1-2} и p_{2-2}, соответственно, приводит к изменению общей плотности сепарируемого продукта (к примеру, увеличение общей плотности), что приводит к изменению (увеличению) момента сопротивления

электропривода, что, в свою очередь, оказывает прямое влияние на изменение скорости вращения барабана (уменьшение скорость вращения барабана) до нового значения n_2. Изменение скорости вращения барабана сепаратора в свою очередь оказывает влияние на скорость осаждения частиц сепарируемого продукта (уменьшение скорости осаждения фаз) до нового значения $V_{о2}$. Изменение всех выше перечисленных параметров предполагает необходимость обеспечения новой номинальной скорости вращения барабана ($n_{2ном}$) и необходимость обеспечения новой номинальной скорости подачи продукта $V_{п2ном}$, соответствующей новой структуре сепарируемого продукта.

В классических электроприводах центробежных сепараторов на базе редуктора с подключением электродвигателя к сети с неизменными параметрами отсутствует возможность регулировки скорости вращения барабана. Центробежные сепараторы на базе технологии прямого электропривода, центробежные сепараторы на базе совмещенной конструкции электропривода и классические электроприводы центробежных сепараторов на базе редуктора, но содержащие электрический преобразователь энергии, (к примеру, преобразователь частоты), допускают регулирование скорости вращения барабана сепаратора, заключающееся в «возвращении» электропривода центробежного сепаратора на прежнюю скорость вращения $n_{1ном}$, не изменяя скорости подачи продукта сепарирования в барабан сепаратора $V_{п1ном}$, которые уже не являются номинальными для нового фазного состава и структуры сепарируемого продукта, что негативно сказывается на показателях качества выходных продуктов.

Так как изменение плотности сепарируемого продукта приводит к изменению структуры сепарируемого продукта, в том числе диаметра жировых шариков, скорости осаждения частиц (жировых шариков), поэтому для обеспечения параметров качества выходных продуктов, при изменении плотности и структуры сепарируемого продукта, по мнению автора, существуют следующие способы решения этой задачи:

– регулирование скорости вращения барабана сепаратора в соответствии со значением плотности и структуры продукта при неизменном значении скорости подачи сепарируемого продукта в барабан сепаратора;

– регулирование скорости подачи сепарируемого продукта в барабан сепаратора в соответствии со значением плотности и структуры продукта при отсутствии регулирования скорости вращения барабана сепаратора;

– регулирование скорости вращения барабана сепаратора и регулирование скорости подачи сепарируемого продукта в барабан сепаратора в соответствии со значение плотности и структуры продукта.

Обеспечение всех отмеченных способов решения задачи предполагает расчет регулировочных характеристик для различных типоразмеров барабанов, увязывающих плотность и структуру сепарированного продукта со скоростью вращения барабана сепаратора и скоростью подачи продукта сепарирования в барабан сепаратора. А в дальнейшем увязка всех вышеперечисленных параметров и характеристик с частотой и уровнем напряжения, подаваемого на обмотку статора электродвигателя привода барабана сепаратора и с частотой и уровнем напряжения, подаваемого на обмотку статора электродвигателя насоса, осуществляющего подачу сепарируемого продукта в барабан сепаратора.

Следует отметить, что регулирование параметров режима электропривода на базе двигателя с многофункциональным ротором, в силу отсутствия механического преобразователя энергии, гибких связей валопроводов и меньшей инерционности, позволяет обеспечивать большую точность и скорость реакции на изменение плотности сепарируемого продукта.

Литература

1. Патент 2 752 726 Российская Федерация, МПК7 B04B 9/02 (2021.02). Центробежный сепаратор / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, В.А. Ким; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – № 2020137494; заявл. 16.11.2020; опубл. 30.07.2021. Бюл. № 22.

УДК 621.315.2.016.2

ИМУЛЬСНО-РАДИАЦИОННЫЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ КАБЕЛЯ И УСТРОЙСТВО, ЕГО РЕАЛИЗУЮЩЕЕ

Кириллов Геннадий Алексеевич
Кандидат технических наук, доцент, Почётный энергетик России, Почетный работник высшего образования Российской Федерации
E-mail: kirillov.g.a@yandex.ru
Шаршак Алексей Александрович
Кубанский государственный технологический университет, аспирант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: vip.sharshak@mail.ru
Малеева Алсу Вячеславовна
Кубанский государственный технологический университет, студентка кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: maleeva_alsu@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен импульсно-радиационный метод определения места повреждения кабеля и устройство для его реализации.
Ключевые слова: метод импульсной рефлектометрии, импульсно-радиационный метод, определение мест повреждения кабелей.

Одним из наиболее распространённых методов определения мест повреждений кабелей является метод импульсной рефлектометрии.

Метод импульсной рефлектометрии позволяет определить зону повреждения (в пределах погрешности измерения) и применить отдельные трассовые методы обнаружения только на небольших участках трассы, что позволяет существенно сократить время точного определения места дефекта. Приборы, реализующие указанный метод, называются импульсными рефлектометрами [1].

Импульсные методы позволяют: измерить расстояние (электрическую длину линии) до места повреждения или неоднород-

ности (муфты, кабельной вставки), определить вид повреждения (короткое замыкание, обрыв, утечки, перепутывание жил, и т.д.) [2].

Метод импульсной рефлектометрии основывается на явлении частичного отражения электромагнитных волн в местах изменения волнового сопротивления линии. При измерениях импульсным методом в линию посылают прямоугольный зондирующий импульс, который, частично отражаясь от неоднородностей, возвращается обратно. Отраженные импульсы возвращаются в прибор через некоторое время с момента посылки зондирующего импульса. Отражения от зондирующего импульса наблюдаются на экране, масштабируемом по дальности, и по их виду судят о характере неоднородности линии.

Неоднородности волнового сопротивления являются следствием нарушения технологии производства кабелей, а также следствием механических и электрических повреждений при строительстве и эксплуатации линий. Неоднородность также возникает в местах подключения к линии каких-либо устройств (муфта, отвод, сростка кабеля, катушка Пупина и т.д.), либо в местах неисправностей (обрыв, короткое замыкание, утечка на землю, утечка на соседний провод, разбитость пар и т.д.). Метод импульсной рефлектометрии позволяет фиксировать множественные неоднородности, как дискретные, так и протяженные, в зависимости от соотношения их длины и минимальной длины волны спектра зондирующего импульса.

Однако, метод импульсной рефлектометрии не учитывает укрутку и неоднородность прокладки кабеля.

Повысить точность указанного метода за счёт определения места повреждения кабеля не только дистанционно, но и на местности позволяет импульсно-радиационный метод, основанный на создании искусственной волновой неоднородности волнового сопротивления кабеля оператором, движущимся с источником радиоактивного излучения в зоне повреждения кабеля, определённой методом импульсной рефлектометрии и просмотром в кабельной линии импульсным рефлектометром отражений от места повреждения и искусственно созданной неоднородности. В момент совмещения отражений на экране измерителя оператор будет находиться точно над местом повреждения на трассе кабеля,

о чём он извещается по радиотелефону оператором, работающим с импульсным рефлектометром.

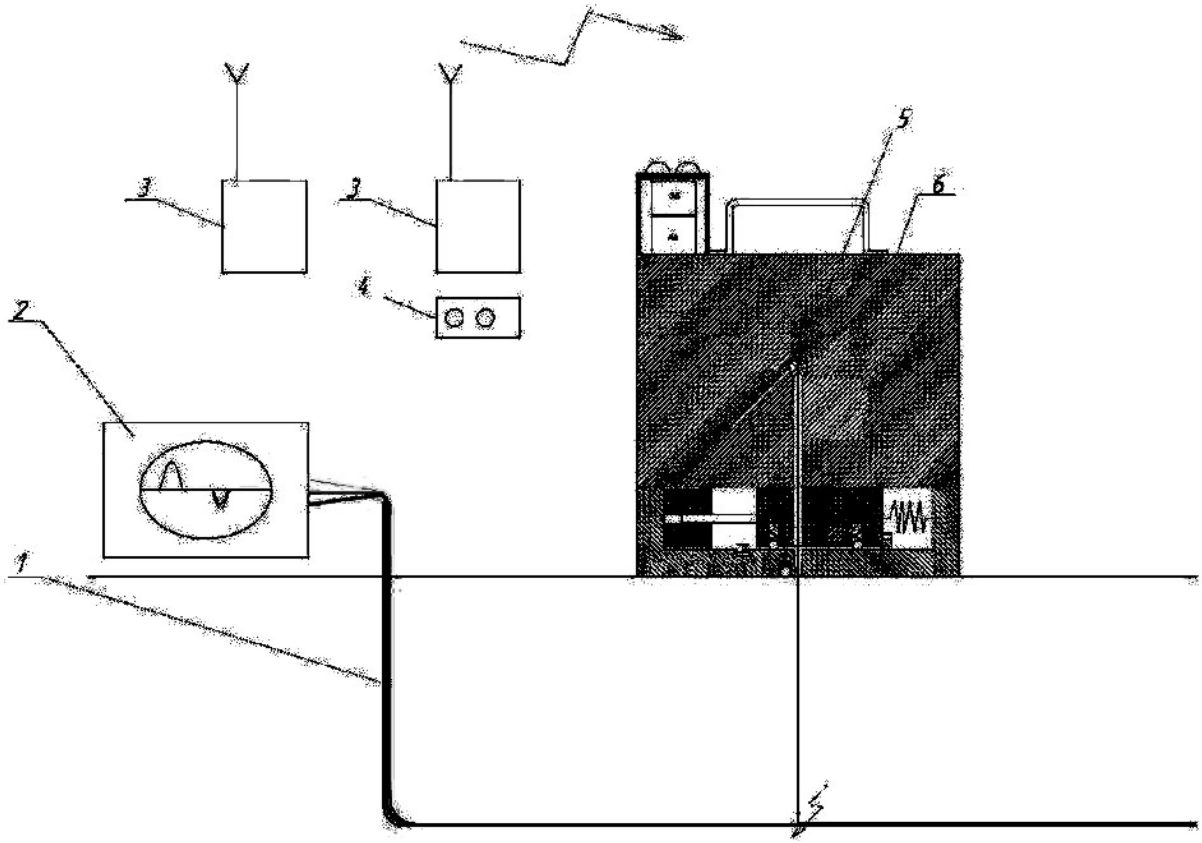

Рисунок 1 – Схема определения места повреждения кабеля импульсно-радиационным методом посредством носимого контейнера [4]

Для реализации указанного метода авторами разработано устройство для определения места повреждения кабеля [3–4], упрощённая схема определения места повреждения с помощью которого указана на рисунках 1, 2.

На рисунках обозначено: 1 – повреждённый кабель, 2 – импульсный измеритель, 3 – радиотелефон, 4 – пульт дистанционного управления устройством, 5 – источник радиоактивного излучения (далее-ИРИ), 6 – свинцовый контейнер, 7 – подвижная платформа для перемещения свинцового контейнера с ИРИ.

При воздействии на изоляцию радиоактивного излучения в ней возникают как обратимые, так и необратимые изменения. К таким изменениям относятся изменение проводимости изоляции G, диэлектрических потерь tan δ, диэлектрической проницаемости ε и, как следствие, ёмкости C в месте воздействия излучения. В качестве радиоактивного излучения берётся γ-излучение [3–4].

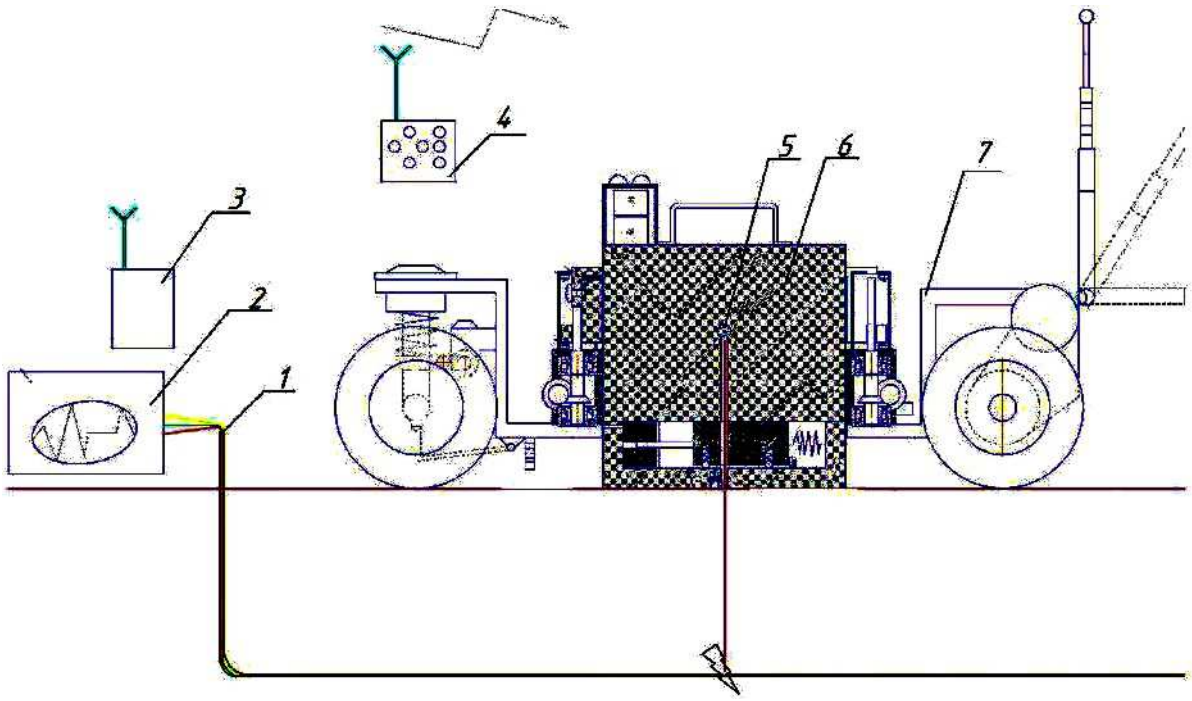

Рисунок 2 – Схема определения места повреждения кабеля импульсно-радиационным методом посредством контейнера, установленного на шасси [3]

Основным недостатком импульсно-радиационного метода является угроза здоровью оператора. С целью устранения данного недостатка авторским коллективом были разработаны несколько типов конструкций устройства для определения места повреждения кабеля, позволяющие, как информировать оператора о процессе облучения изоляции кабеля и предотвращать случайное облучение самого оператора, так и дистанционно перемещать контейнер с ИРИ за счёт его размещения на подвижной платформе.

Литература

1. Шалыт Г.М. Определение мест повреждения в электрических сетях. – М. : Энергия, 1982. – 312 с.

2. Кириллов Г.А. Теория и практика поиска отказов в кабельных линиях электропередач. – М. : Краснодар, 2006. – 274 с.

3. Устройство для определения места повреждения кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, А.А. Шаршак // Пат. 2698939 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО

«КубГТУ», № 2018142902, заявл. 04.12.2018; опубл. 02.09.2019. Бюл. № 25.

4. Устройство для определения места повреждения кабеля / Я.М. Кашин, Г.А. Кириллов, А.А. Шаршак // Пат. 2698940 Российская Федерация: заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «КубГТУ», № 2018142900, заявл. 04.12.2018; опубл. 02.09.2019. Бюл. № 25.

УДК 621.31, 62-83, 621.313.33

АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КАСКАДНЫХ СХЕМ УПРАВЛЕНИЯ ПАРАМЕТРАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПРИВОДОВ

Коваль Алексей Николаевич
Кубанский государственный технологический университет, старший преподаватель. E-mail: kovallaleksei@mail.ru

Аннотация. Данная статья посвящена обзору использования каскадных схем управления параметрами электрических приводов.
Ключевые слова: каскадные схемы управления, каскадное регулирование параметров, координаты регулирования, технологический параметр.

В современных электрических приводах [1, 2] используют различные системы управления [3, 4]. Управление происходит различными устройствами [5, 6], и компонентами [7, 8]. Для этого разрабатываются специальные подходы [9, 10] и алгоритмы [11, 12] для определения параметров [13, 14] и их контроля [15, 16]. На основе полученных алгоритмов создают специальные программы расчета [17, 18] для и оптимизации [19, 20] исследуемых параметров [21].

Каскадное управление электрическими приводами относится к регулированию параметров управления процессом, в которых переменная процесса управляется путем манипулирования заданным значением связанной переменной процесса. В этом случае переменная контролируется двумя контурами управления, работающими в тандеме. Часто используется каскадная система управления, чтобы уменьшить влияние помех и нарушений на основную цель контроля.

Каскадный контур управления состоит из первичного и вторичного контуров. Первичный цикл предоставляет вторичному циклу заданное значение или цель для процесса, связанного с первичной целью управления. Первичный цикл иногда называют главным циклом, поскольку он обеспечивает заданное значение, которому должен следовать вторичный цикл или подчиненный цикл [3].

Основная цель использования каскадного управления в качестве управления процессом состоит в том, чтобы позволить вторичному контуру управлять помехами, прежде чем они смогут повлиять на основную цель управления. Чтобы эта система управления работала эффективно, динамика процесса вторичного контура должна быть намного быстрее, чем динамика первичного контура.

Каскадное управление электрических приводов не обязательно ограничено системами, основанными только на двух контурах управления. Множественные каскадные схемы работают так же, как традиционные каскадные контуры управления, но имеют более двух контуров.

Каскадное регулирование – это регулирование, в котором два или больше контуров регулирования соединены так, чтобы выход одного регулятора корректировал уставку другого регулятора. Обычно вспомогательный замкнутый контур регулирования, образованный быстродействующей частью объекта и вспомогательным регулятором, находится внутри основного контура регулирования [3].

Схемы асинхронного электропривода с включением в цепь ротора дополнительных ступеней преобразования энергии для использования и регулирования энергии скольжения получили название каскадных схем.

Каскадные схемы управления дают возможность в основном асинхронном двигателе работать с cos φ, близким к единице, и обеспечивают экономичное регулирование частоты вращения. Каскадные схемы управления электроприводами содержат более простой преобразователь частоты, рассчитанный лишь на преобразование мощности скольжения. Габаритная мощность этого преобразователя пропорциональна диапазону регулирования [1].

Настройки основного и вспомогательного регуляторов взаимозависимы.

Каскадные системы управления электрических приводов применяют для автоматизации объектов, обладающих большой инерционностью по каналу регулирования, если можно выбрать менее инерционную по отношению к наиболее опасным возмущениям промежуточную координату и использовать для нее, то

же регулирующее воздействие, что и для основного выхода объекта [2].

Поэтому наиболее распространенной является ***каскадная система управления электрическим приводом***, состоящая из двух подсистем. Старшая подсистема осуществляет функции оптимизации процессов при помощи управляющих вычислительных машин, а младшая поддерживает заданные оптимальные значения управляющих режимных параметров при помощи автоматических регуляторов.

В этом случае в систему регулирования включают два регулятора – основной (внешний) регулятор, служащий для стабилизации основного выхода объекта, и вспомогательный (внутренний) регулятор, предназначенный для регулирования вспомогательной координаты.

Заданием для вспомогательного регулятора служит выходной сигнал основного регулятора.

Выбор законов регулирования определяется, назначением регуляторов:

– для поддержания основной выходной координаты на заданном значении без статической ошибки закон регулирования основного регулятора должен включать интегральную составляющую;

– от вспомогательного регулятора требуется, прежде всего, быстродействие, поэтому он может иметь любой закон регулирования (в частности, пропорциональный как наиболее простой и достаточно быстродействующий).

Если по условию ведения процесса на вспомогательную переменную накладывается ограничение, то на выходной сигнал основного регулятора, который является заданием для вспомогательного регулятора, также накладывается ограничение [4].

Часто основная и вспомогательная координаты имеют одинаковую физическую природу и характеризуют значения одного и того же технологического параметра в разных точках системы.

Расчет каскадной системы управления электроприводом предполагает определение настроек основного и вспомогательного регуляторов при заданных динамических характеристиках объекта по основному и вспомогательному каналам.

При реализации каскадных схем управления электроприводами должны быть установлены специальные устройства, с помощью которых ограничивается сверху и снизу сигнал задания для вспомогательного регулятора, поступающий от главного регулятора. Необходимость таких ограничений объясняется тем, что во многих объектах область допустимых значений промежуточной координаты ограничена [2].

Регулирование скорости асинхронных двигателей относится к регулированию при плавном изменении скорости идеального холостого хода ($w_0 = v_{ar}$). В каскадных схемах регулируется мощность скольжения, которая или возвращается в электрическую сеть или превращается в механическую мощность, передаваемую на вал главного двигателя.

Достоинством каскадных схем управления электроприводом является хорошая управляемость привода, определяемая бесступенчатым регулированием, малой инерционностью и малой мощностью управления [15].

Литература

1. Козярук А.Е. Современные эффективные электроприводы производственных и транспортных механизмов. Электротехника. – 2019. – № 3. – С. 33–37.

2. Афанасьев В.Л. Управляемый каскадный электрический привод / В.Л. Афанасьев, В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Патент на полезную модель RU 191959 U1, 28.08.2019, заявка № 2019111630 от 16.04.2019.

3. Инкин А.И. Электротехника: электротепловые поля и каскадные схемы : учеб. пособие для среднего профессионального образования / А.И. Инкин, А.И. Алиферов, А.В. Бланк. – М. : Издательство Юрайт, 2021. – 171 с. (Профессиональное образование) // Образовательная платформа Юрайт [сайт]. – URL : https://urait.ru/bcode/477515 (дата обращения 31.10.2021).

4. Андык В.С. Автоматизированные системы управления технологическими процессами на ТЭС : учебник для среднего профессионального образования. – М. : Издательство Юрайт, 2021. – 407 с. – URL : https://urait.ru/bcode/473429 (дата обращения 31.10.2021).

5. Управляемый каскадный электрический привод с жидкостным токосъемом / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Патент на изобретение № 2461947 зарегистрировано 20.09.2012 г.

6. Аксиальный каскадный электрический привод с жидкостным токосъемом / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов, О.Б. Попова // Патент на изобретение № 2483415 зарегистрировано 11.03.2013 г.

7. Токосъемное устройство / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов // Патент на изобретение № 2370869 зарегистрировано30.06.2008 г.

8. Карандей В.Ю. Подход к определению магнитных параметров компонента управляемого каскадного асинхронного электрического привода / В.Ю. Карандей, Б.К. Попов, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, Ф.С. Абанин. Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета. – 2015. – № 10(114). – С. 182–201.

9. Popova O.B. Theoretical propositions and practical implementation of the formalization of structured knowledge of the subject area for exploratory research / O.B. Popova, B.K. Popov, V.Yu. Karandei, Yu.D. Shevtsov, V.I. Klyuchko. Advances in Intelligent Systems and Computing. – 2018. – Vol. 722. – P. 432–437.

10. Popova O.B. New Methods and Evaluation Criteria of Research Efficiency / O.B. Popova, B.K. Popov, V.Yu. Karandei, D.A. Romanov, S.A. Kobzeva & M.A. Evseeva // Mediterranean journal of social sciences. – 2015. – Vol 6. – № 6 S5. – P. 212–217.

11. Popova O.B. Analysis of forecasting methods as a tool for information structuring in science research / O.B. Popova, B.K. Popov, V.Yu. Karandei, M.A. Evseeva. British Journal of Applied Science & Technology. – 2016. – Vol. 17. – T. 2. – P. 9–19.

12. Karandey V.Yu. Intelligence amplification via language of choice description as a mathematical object (binary tree of question-answer system) / V.Yu. Karandey, O.B. Popova, B.K. Popov, M.A. Evseeva // Procedia-social and behavioral science. – 2015. – Vol. 214. – P. 897–905.

13. Карандей В.Ю. Разработка подхода к расчету магнитного потока одной катушечной группы обмотки статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода / В.Ю. Карандей, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, В.В. Квочкин, В.Н. Кишко // Политематический сетевой электронный научный

журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 06(120). – С. 563–574. – URL : http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/39.pdf

14. Разработка алгоритма расчета электромагнитных параметров статора компонента управляемого асинхронного каскадного электрического привода / В.Ю. Карандей, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев, Ф.С. Абанин, В.В. Квочкин, В.Н. Кишко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 06 (120). С. 587–605. – URL : http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/41.pdf

15. Karandey V.Yu. Research of electromagnetic parameters for improvement of efficiency of special electric drives and components / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, O.B. Popova, V.L. Afanasyev 5th International Conference on Power Generation Systems and Renewable Energy Technologies-2019. – 2016. – P. 69–74.

16. Research dynamics of change of electromagnetic parameters of controlled special electric drives / V.Yu. Karan-dey, O.B. Popova, B.K. Popov, V.L. Afanasyev // 2019 International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies (FarEastCon-2019). – 2019. – P. 8934751.

17. Popova O.B. Intelligence amplification in distance learning through the binary tree of question-answer system / O.B. Popova, B.K. Popov, V.Yu. Karandey. Procedia – Social and Behavioral Sciences. – 2015. – Vol. 214. – P. 75–85.

18. Попов Б.К. Программа для расчета магнитной системы ротора методом магнитных цепей / Б.К. Попов, В.Ю. Карандей // свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU № 2008614047, зарегистрировано 30.06.2008 г.

19. Karandey V.Yu. Optimization of parameters of special asynchronous electric drives / V.Yu. Karandey, B.K. Popov, O.B. Popova, V.L. Afanasyev, IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. – 2018. – Vol. 327.

20. Карандей В.Ю. Программа задания конструктивных параметров компонента асинхронного каскадного электропривода, статорной обмотки и визуального построения полученного потокораспределения / В.Ю. Карандей // свидетельство о регистрации

программы для ЭВМ RU № 2015615827, зарегистрировано 25.05.2015 г.

21. Карандей В.Ю. Подход к определению магнитных параметров управляемого асинхронного каскадного электрического привода с уточненной геометрией / В.Ю. Карандей, Ю.Ю. Карандей, В.Л. Афанасьев // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2016. – № 06(120). – С. 575–586. – URL : http://ej.kubagro.ru/2016/06/pdf/40.pdf

УДК 621.313

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МОМЕНТА СТАТИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДА УСТАНОВКИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО СЕПАРИРОВАНИЯ

Копелевич Лев Ефимович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: kkllev@mail.ru
Ким Владислав Анатольевич
Аспирант кафедры электротехники и электрических машин Кубанского государственного технологического университета. E-mail: vladk-kub@mail.ru
Горбунов Игорь Алексеевич
Аспирант Кубанского государственного технологического университета. E-mail: igor.gorbun0ff@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности определения момента статического сопротивления электропривода установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции, состоящего из статора электродвигателя и массивного ротора, который выполняет функцию рабочего органа электропривода сепаратора – барабана.
Ключевые слова: электропривод, сепаратор, совмещенная конструкция, массивный ротор, математическая модель, момент сопротивления.

Электропривод сепаратора с двигателем совмещенной конструкции [1–2] содержит управляющее устройство и двигатель совмещенной конструкции, состоящий из статора электродвигателя и массивного ротора, который выполняет функцию рабочего органа электропривода сепаратора – барабана (далее по тексту ротор-барабан).

На рисунке 1 представлен сепаратор с двигателем совмещенной конструкции, содержащий корпус 1 и смонтированные в нем статор электродвигателя 2, 3 и массивный ротор-барабан 4.

Статор электродвигателя установлен в корпусе 1 и содержит магнитопровод 2, в пазы которого уложена обмотка 3.

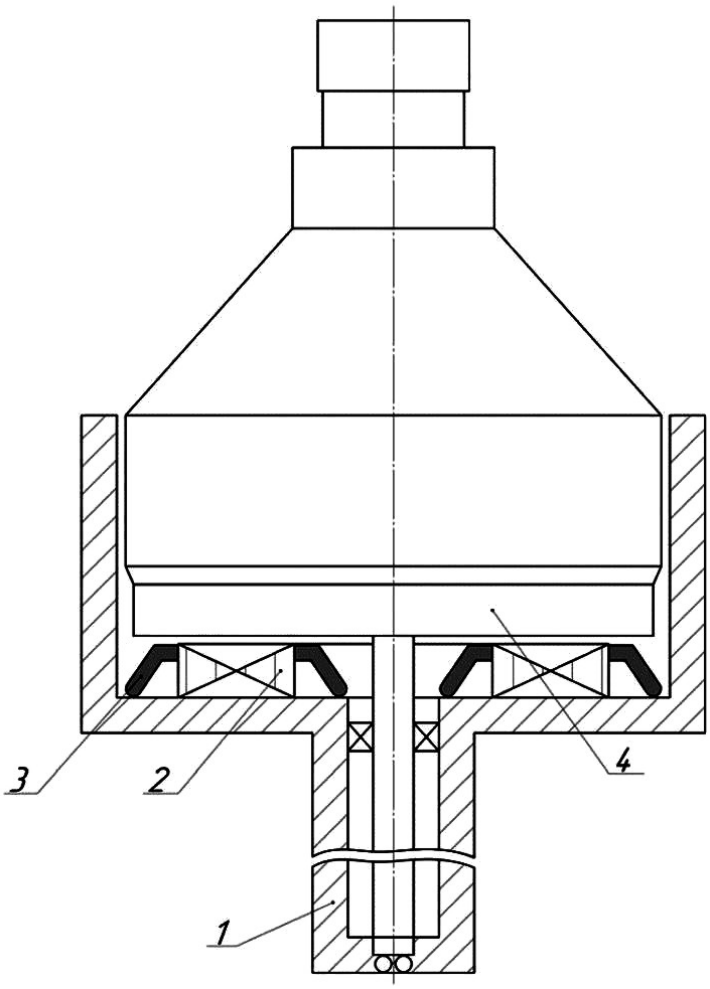

Рисунок 1 – Электропривод установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции

Двигатель совмещенной конструкции электропривода сепаратора работает следующим образом. При подаче напряжения на обмотку, уложенную в пазы магнитопровода статора, возникает вращающееся магнитное поле статора, которое наводит вихревые токи в роторе-барабане, жестко связанном с осью, установленной в корпусе в подшипниковых опорах. Взаимодействие вращающегося магнитного поля, созданного током, протекающим в обмотках, и магнитного поля, созданного вихревыми токами в роторе-барабане, приводит к возникновению вращающего момента, под действием которого ротор-барабан приходит во вращение вокруг оси.

При математическом описании двигателя сепаратора совмещенной конструкции с массивным ротором, выводе формул для определения масс и момента инерции элементов конструкции, для уточнения выражений статического момента сопротивления и динамического момента были приняты следующие допущения:

– ротор-барабан и его технологические полости возможно представить в виде сплошных однородных объемных фигур (сплошных однородных цилиндров и сплошных однородных конусов, а также результатов их сложения и вычитания);

– многофазный сепарируемый продукт, протекающий через ротор-барабан, распределен однородно по всему объему технологических полостей ротора-барабана;

– многофазность сепарируемого продукта учитывается функцией плотности сепарируемого продукта – ρ_l (t).

Статический момент сопротивления – MSR, учитывающий сопротивление рабочего механизма и механических связей сепаратора моменту электродвигателя, согласно [2–3] можно представить в виде следующего выражения:

$$M_{SR}(t) = k_{\text{п}} \cdot f_{\text{т}} \cdot g \cdot \frac{d_{\text{б}}}{2} \cdot \frac{m_{\text{о}} + m_{\text{б}} + m(t)}{\eta_{\text{дв.мех}}}, \quad (1)$$

где $k_{\text{п}}$ – коэффициент учета технологических и монтажных погрешностей; $f_{\text{т}}$ – коэффициент трения подшипниковой опоры; g – ускорение свободного падения; $d_{\text{б}}$ – диаметр кольцевой канавки барабана; $m_{\text{о}}$ – масса оси сепаратора; $m_{\text{б}}$ – масса барабана сепаратора; $m(t)$ – масса сепарируемого продукта; $\eta_{\text{дв.мех}}$ – механический КПД двигателя.

На основании принятых допущений с учетом конструкции, формула статического момента сопротивления (1) электропривода установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции имеет следующий вид:

$$M_{SR}(t) = k_{\text{п}} \cdot f_{\text{fr}} \cdot g \cdot \frac{d_d}{2} \cdot \pi \cdot \frac{1}{\eta_{\text{дв.мех}}} \times$$

$$\times \left\{ \begin{array}{c} \sum_{i=1}^{k} \left(\frac{d_{cyl.b.i}}{2}\right)^2 \cdot h_{cyl.b.i} \cdot \rho_{\text{ст}} + \\ + \sum_{i=1}^{l} \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{d_{con.b.i}}{2}\right)^3 \cdot tg\ \alpha_{con.b.i} \cdot \rho_{\text{ст}} + \\ + \sum_{i=1}^{m} \left(\frac{d_{cyl.l.i}}{2}\right)^2 \cdot h_{cyl.l.i} \cdot \rho_l(t) + \\ + \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{d_{con.l.i}}{2}\right)^3 \cdot tg\ \alpha_{con.l.i} \cdot \rho_l(t) \end{array} \right\} \quad (2)$$

где $d_{cyl.b.i}$ – диаметр основания сплошного цилиндрического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $h_{cyl.b.i}$ – высота сплошного цилиндрического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $d_{con.b.i}$ – диаметр сплошного конического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $\alpha_{con,b.i}$ – угол между основание и образующей сплошного конического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $\rho_{\text{ст}}$ – плотность материала сплошного элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $d_{cyl.l.i}$ – диаметр основания сплошного цилиндрического элемента технологической полости ротора-барабана, $h_{cyl.l.i}$ – высота сплошного цилиндрического элемента технологической полости ротора-барабана, $d_{con.l.i}$ – диаметр сплошного конического элемента технологической полости ротора-барабана, $\alpha_{con.l.i}$ – угол между основание и образующей сплошного конического элемента технологической полости ротора-барабана, $\rho_l\ (t)$ – плотность многофазного сепарируемого продукта протекающего через технологические полости ротора-барабана.

На основании уточненных значений статического момента сопротивления двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора, представляется целесообразным дальнейшее проведение вычислительного эксперимента для получения рабочих и регулировочных характеристик электропривода сепаратора с двигателем совмещенной конструкции. Так же представляется целесообразным дальнейшее проведение вычислительного эксперимента для получения рабочих и регулировочных характеристик электропривода сепаратора с двигателем совмещенной конструкции.

Результатом работы является:

– разработка математической модели двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора на базе дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные и электромеханические процессы в двигателе совмещенной конструкции электропривода сепаратора, которая позволяет получить функциональные связи между динамическими характеристиками и параметрами, разработанного сепаратора с двигателем совмещенной конструкции;

– получение выражения статического момента сопротивления двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора, в выражение введены параметры, учитывающие геометрические особенности подвижных элементов двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора и многофазность сепарируемого продукта.

Литература

1. Патент 2 752 726 Российская Федерация, МПК7 B04B 9/02 (2021.02). Центробежный сепаратор / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, В.А. Ким; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – № 2020137494; заявл. 16.11.2020; опубл. 30.07.2021. Бюл. № 22.

2. Математическая модель двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, В.А. Ким, Е.А. Мараховский // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 2(51). – С. 30–38. – URL : https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-2(51)-30-38

3. Теория электропривода : учеб. пособие / П.Е. Данилов, В.А. Барышников, В.В. Рожков. – М.; Берлин : Директ-Медиа, 2018. – 415 с.

УДК 621.314.58

ОБЗОР АКСИАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ОБЛАСТЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Попов Андрей Юрьевич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, кандидат технических наук, доцент, начальник кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: aendryPo@mail.ru
Шкода Валентин Васильевич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, кандидат педагогических наук, доцент, профессор кафедры физики и электротехники. E-mail: vshkoda@mail.ru
Осипов Денис Сергеевич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, курсант E-mail: ods2001@mail.ru

Аннотация. В статье дан аналитический обзор конструкций с аксиальными магнитопроводами различного назначения.
Ключевые слова: аксиальный магнитопровод, фазорегуляор, магнитотурботрон; двигатель-насос.

Наиболее общим показателем для различных электромеханических преобразователей энергии (ЭМПЭ) является удельная мощность, сконцентрированная в воздушном зазоре машины.

Масса, отнесенная к единице мощности машины, является важнейшим показателем, определяющим технический уровень ЭМПЭ. Чем выше этот показатель, тем лучше массогабаритные, а, следовательно, и стоимостные данные преобразователя. Экономия электротехнической стали, меди, алюминия, изоляции и конструкционных материалов является одним из важнейших требований при разработке ЭМПЭ. Достигается это, как известно, увеличением величины магнитной индукции в воздушном зазоре и линейной нагрузки преобразователя.

Анализ основных эксплуатационно-технических характеристик электромеханических генераторов электроэнергии стацио-

нарных и транспортных систем автономного электроснабжения [1] показал важность решения этого вопроса для разработки новых технических решений автономных источников электроэнергии, выполненных на базе бесконтактных электрических машин [2–6].

Экономия материалов непосредственно связана с расширением доли малоотходной и безотходной технологии изготовления. Это достигается, главным образом, изменением конструкции и технологии изготовления магнитной системы преобразователя. Так, при переходе от радиальной (цилиндрической) формы к аксиальной в обычных электрических машинах обеспечивается экономия электротехнической стали до 30–40 %. Здесь признак «аксиальный» указывает на аксиальное направление воздушного зазора [6].

Аксиальная конструкция магнитопроводов, используемая в трансформаторах [7–10] позволяет выполнить их многофазными, удешевить их производство, улучшить их массогабаритные показателе, сэкономить электротехнические материалы и сократить потери энергии, то есть повысить КПД

Аксиальная конструкция магнитопроводов в генераторах [2, 3, 11, 12] и генераторных установках [13–15] позволяет упростить конструкции этих преобразователей, улучшить их массогабаритные показатели, снизит потери энергии при суммировании и преобразовании механической энергии (например, энергии ветра) и электрической энергии постоянного тока (например, энергии Солнца, преобразованной фотоэлектрическими преобразователями в электрическую энергию постоянного тока) в электрическую энергию многофазного переменного тока.

Те же преимущества дает аксиальная конструкция магнитопроводов в двигателях-генераторах [4–5], выполняющих как преобразование механической энергии вращения в электроэнергию, так и наоборот

Фазорегуляторы с аксиальными магнитопроводами [9, 10, 16] могут сравнивать значения фазы и частоты входного и выходного напряжения, измерять отклонения их от заданного, сформировать напряжение, пропорциональное этим отклонениям и с помощью корректора-задатчика фазы и частоты, подключенного ко входу корректирующего двигателя, обеспечивать поворот

или плавное вращение аксиального магнитопровода с вторичной многофазной обмоткой относительно аксиального магнитопровода с первичной трехфазной обмоткой на соответствующий угол или с соответствующей угловой скоростью.

Аксиальные магнитопроводы являются перспективными для использования в двигателях-насосах [17–20]. В таких двигателях-насосах зазор между статором и ротором уменьшен. Это обеспечивает повышение энергетических показателей, а соответственно снижение стоимости и потерь энергии, повышение КПД, упрощение конструкции и повышение надежности насосного агрегата в целом. В этих двигателях-насосах реализована также защита статорной обмотки электродвигателя насоса от вредного механического и химического воздействия перекачиваемой жидкости, уменьшен нагрев перекачиваемой жидкости и насоса в целом.

Особое место среди преобразователей энергии с аксиальным магнитопроводом занимают магнитотурботроны [6, 21–22]. Магнитотурботроны относятся к медицинской технике и предназначены для лечебного воздействия бегущим магнитным полем на больные органы пациентов. Ферромагнитный магнитопровод установки, используемый как ложе для пациентов, выполнен в виде статора аксиального асинхронного двигателя с радиально расположенными пазами для трехфазной обмотки. На ложе в радиальном направлении располагается несколько пациентов. На зажимы обмотки подается переменное трехфазное напряжение, величина и частота которого зависят от требуемой скорости движения и интенсивности магнитного поля. Возникающее бегущее магнитное поле проходит через тела пациентов. Замыкаясь с помощью установленного над пациентами с возможностью перемещения щита из ферромагнитного материала (ярма), оказывает лечебное воздействие на все органы и системы пациентов. Устройство позволяет одновременно воздействовать на большое количество пациентов [6].

Литература

1. Григораш О.В. Автономные источники электроэнергии: состояние и перспективы : монография / С.В. Божко, А.Ю. Попов, В.В. Алмазов, А.В. Квитко. – Краснодар : Кубанский госу-

дарственный аграрный университет им. И.Т. Трубилина, 2021 – 174 с.

2. Патент 2561504 RU. 16.06.2014. Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов // Опубл. 03.08.2015. Бюл. № 24.

3. Патент 2655379 RU. 17.04.2017. Синхронизированный аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Опубл. 28.05.2018 г. Бюл № 16.

4. Патент 2529210 RU. 03.10.2013. Аксиальный бесконтактный двигатель-генератор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.С. Князев, А.Я. Кашин, С.А. Пудов // Опубл. 31.07.2014. Бюл. № 27.

5. Патент 2601952 RU. 29.04.2015. Аксиальный управляемый бесконтактный двигатель-генератор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 29.04.2016. Бюл. № 31.

6. Гайтова Т.Б. Нетрадиционные электротехнические комплексы (теория, расчет и конструкции) : монография / Т.Б. Гайтова, Я.М Кашин. – Краснодар : Краснодарский ВАИ, 2004. – 403 с.

7. Патент 2249871 RU. 20.09.2004. Многофазный трансформатор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, Т.Б. Гайтова // Опубл. 10.04.2005. Бюл. № 10.

8. Патент 2125749 RU, 17.09.1997. Многофазный агрегатированный трансформатор / В.А. Атрощенко, Б.Х. Гайтов [и др.] // 1999, Бюл. № 3.

9. Патент 29624 RU. 3.03.2003. Аксиальный многофазный трансформатор-фазорегулятор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, Т.Б. Гайтова, В.И. Шипалов // Опубл. 20.05.2003. Бюл. № 14.

10. Гайтов, Б.Х. Перспективные конструкции аксиальных многофазных трансформаторов и регуляторов с вращающимся магнитны полем / Гайтов Б.Х., Гайтова Т.Б., Кашин Я.М. // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 2005. – № 3. – С. 44–47.

11. Патент 2349014 RU. 02.07.2007. Двухмерная аксиальная электрическая машина-генератор / Б.Х. Гайтов, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов, Т.Б. Гайтова // Опубл. 10.03.2009. Бюл. № 7.

12. Патент 2636387 RU. 30.01.2017. Аксиальный трехвходовый ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.А. Яковенко // Опубл. 23.11.2017. Бюл. № 33.

13. Кашин Я.М. Характеристики синхронизированной двухвходовой генераторной установки / Я.М. Кашин, А.М. Квон, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Сельский механизатор. – 2019. – № 8. – С. 34–35.

14. Патент 2589730 RU. 29.07.2015. Трехвходовая аксиальная генераторная установка / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 10.07.2016. Бюл. № 19.

15. Патент 2647708 RU. 17.04.2017. Синхронизированная аксиальная двухвходовая генераторная установка / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Опубл. 19.03.2018. Бюл. № 8.

16. Патент 2689121 RU. 06.08.2018. Многофазный фазочастотный трансформатор-фазорегулятор / Я.М. Кашин // Опубл. 24.05.2019. Бюл № 15.

17. Патент 2284426 RU. 20.04.2005. Аксиальный центробежный двигатель-насос / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, М.И. Рябухин, Т.Б. Гайтова // Опубл. 27.09.2006. Бюл. № 27.

18. Патент 67769 RU. 10.07.2007. Аксиальный безваловый двигатель-насос / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, М.И. Рябухин, Т.Б. Гайтова, А.Я. Кашин // Опубл. 27.10.2007. Бюл. № 30.

19. Патент 2340974 RU. 26.10.2007. Аксиальный двигатель-насос / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, М.И. Рябухин, Т.Б. Гайтова, А.Я. Кашин // Опубл. 10.12.2008. Бюл. № 34.

20. Патент 2343318 RU. 31.05.2007. Аксиальный центробежный двигатель-насос / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, М.И. Рябухин, Т.Б. Гайтова, А.Я. Кашин // Опубл. 10.01.2009. Бюл. № 1.

21. Treatment and rehabilitation complex based on axial electromechanical power converter / Ya.M. Kashin, L.E. Kopelevich, A.V. Samorodov, V.V. Shkoda, V.S. Sidorenko // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 4: Естественно-математические и технические науки. – 2018. – № 3(226). – С. 162–166.

22. Гайтов Б.Х. Конструкция индуктора магнитотурботрона / Б.Х. Гайтов, А.В. Самородов, Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, А.В. Тонконогов // В сб. Технические и технологические системы. Матер. VII межд. науч. конф. «ТТС-15». ФГБОУ ВО «КубГТУ», ФГК ВОУ ВО «КВВАУЛ». – 2015. – С. 133–136.

УДК 621.313

РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКОГО МОМЕНТА ЭЛЕКТРОПРИВОДА УСТАНОВКИ ЦЕНТРОБЕЖНОГО СЕПАРИРОВАНИЯ

Самородов Александр Валерьевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: alex.samorodoff@gmail.com
Артенян Корюн Завенович
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: zevs4998@mail.ru
Мараховский Евгений Александрович
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: Zheka3334@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены особенности расчета динамического момента электропривода установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции, состоящего из статора электродвигателя и массивного ротора, который выполняет функцию рабочего органа электропривода сепаратора – барабана.
Ключевые слова: электропривод, сепаратор, совмещенная конструкция, массивный ротор, математическая модель, динамический момент.

Электропривод сепаратора с двигателем совмещенной конструкции [1–2] содержит управляющее устройство и двигатель совмещенной конструкции, состоящий из статора электродвигателя и массивного ротора, который выполняет функцию рабочего органа электропривода сепаратора – барабана (далее по тексту ротор-барабан).

На рисунке 1 представлен сепаратор с двигателем совмещенной конструкции, содержащий корпус 1 и смонтированные в нем статор электродвигателя 2, 3 и массивный ротор-барабан 4.

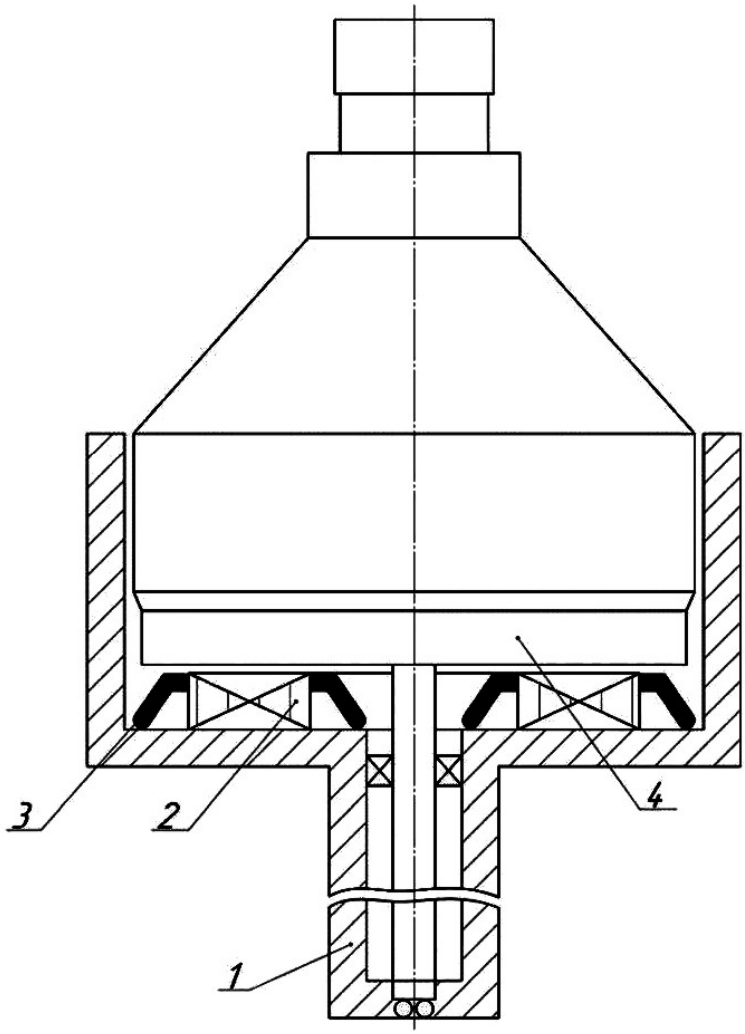

Рисунок 1 – Электропривод установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции

Статор электродвигателя установлен в корпусе 1 и содержит магнитопровод 2, в пазы которого уложена обмотка 3. Двигатель совмещенной конструкции электропривода сепаратора работает следующим образом. При подаче напряжения на обмотку, уложенную в пазы магнитопровода статора, возникает вращающееся магнитное поле статора, которое наводит вихревые токи в роторе-барабане, жестко связанном с осью, установленной в корпусе в подшипниковых опорах. Взаимодействие вращающегося магнитного поля, созданного током, протекающим в обмотках, и магнитного поля, созданного вихревыми токами в роторе-барабане, приводит к возникновению вращающего момента, под действием которого ротор-барабан приходит во вращение вокруг оси.

При математическом описании двигателя сепаратора совмещенной конструкции с массивным ротором, выводе формул для определения масс и момента инерции элементов конструкции, для уточнения выражений статического момента сопротивления и динамического момента были приняты следующие допущения:

– ротор-барабан и его технологические полости возможно представить в виде сплошных однородных объемных фигур (сплошных однородных цилиндров и сплошных однородных конусов, а также результатов их сложения и вычитания);

– многофазный сепарируемый продукт, протекающий через ротор-барабан, распределен однородно по всему объему технологических полостей ротора-барабана;

– многофазность сепарируемого продукта учитывается функцией плотности сепарируемого продукта – ρ_l (t).

В переходном режиме двигатель совмещенной конструкции электропривода сепаратора переходит от одного установившегося режима к другому, при этом изменяются скорость, электромагнитный момент и ток электродвигателя. В случаях ускорения или замедления электропривода возникает инерционный или динамический момент, который двигатель должен преодолеть. Во время преодоления динамического момента двигатель находится в переходном режиме [2–3].

$$M_{DR}(t) = [J_{\text{о}} + J_{\text{к}} + J_{\text{т}} + J_{\text{ж}}]\frac{d\omega_r(t)}{dt}, \qquad (1)$$

где $J_{\text{О}}$ – момент инерции оси сепаратора, $J_{\text{К}}$ – момент инерции корпуса барабана, J_T – момент инерции пакета тарелок, $J_{\text{Ж}}$ – момент инерции сепарируемого продукта, ωr (t) – угловая скорость ротора.

На основании принятых допущений с учетом конструкции, формула динамического момента сопротивления (1) электропривода установки центробежного сепарирования на базе двигателя совмещенной конструкции имеет следующий вид:

$$M_{DR}(t) = \left\{ \begin{array}{c} \sum_{i=1}^{k} \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{cyl.b.i}}{2}\right)^4 \cdot h_{cyl.b.i} \cdot \rho_{\text{ст}} + \\ + \sum_{i=1}^{l} \frac{1}{10} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{con.b.i}}{2}\right)^5 \cdot tg\ \alpha_{con.b.i} \cdot \rho_{\text{ст}} + \\ + \sum_{i=1}^{m} \frac{1}{2} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{cyl.l.i}}{2}\right)^4 \cdot h_{cyl.l.i} \cdot \rho_l(t) + \\ + \sum_{i=1}^{n} \frac{1}{10} \cdot \pi \cdot \left(\frac{d_{con.l.i}}{2}\right)^5 \cdot tg\ \alpha_{con.l.i} \cdot \rho_l(t) \end{array} \right\} \frac{d\omega_r(t)}{dt}, \quad (2)$$

где $d_{cyl.b.i}$ – диаметр основания сплошного цилиндрического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $h_{cyl.b.i}$ – высота сплошного цилиндрического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $d_{con.b.i}$ – диаметр сплошного конического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $\alpha_{con,b.i}$ – угол между основание и образующей сплошного конического элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, ρ_{cm} – плотность материала сплошного элемента корпуса или технологической части ротора-барабана, $d_{cyl.l.i}$ – диаметр основания сплошного цилиндрического элемента технологической полости ротора-барабана, $h_{cyl.l.i}$ – высота сплошного цилиндрического элемента технологической полости ротора-барабана, $d_{con.l.i}$ – диаметр сплошного конического элемента технологической полости ротора-барабана, $\alpha_{con.l.i}$ – угол между основание и образующей сплошного конического элемента технологической полости ротора-барабана, ρ_l (t) – плотность многофазного сепарируемого продукта протекающего через технологические полости ротора-барабана.

На основании уточненных значений динамического момента сопротивления двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора, представляется целесообразным дальнейшее проведение вычислительного эксперимента для получения рабочих и регулировочных характеристик электропривода сепаратора с двигателем совмещенной конструкции. Так же представляется целесообразным дальнейшее проведение вычислительного эксперимента для получения рабочих и регулировочных характеристик электропривода сепаратора с двигателем совмещенной конструкции.

Результатом работы является:

– разработка математической модели двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора на базе дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные и электромеханические процессы в двигателе совмещенной конструкции электропривода сепаратора, которая позволяет получить функциональные связи между динамическими характеристиками и параметрами, разработанного сепаратора с двигателем совмещенной конструкции;

– получение выражения динамического момента двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора, в выражение введены параметры, учитывающие геометрические особенности подвижных элементов двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора и многофазность сепарируемого продукта.

Литература

1. Пат. 2 752 726 Российская Федерация, МПК7 B04B 9/02 (2021.02). Центробежный сепаратор / Кашин Я.М., Копелевич Л.Е., Ким В.А.; заявитель и патентообладатель ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». № 2020137494; заявл. 16.11.2020; опубл. 30.07.2021, Бюл. № 22.

2. Математическая модель двигателя совмещенной конструкции электропривода сепаратора / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, В.А. Ким, Е.А. Мараховский // Электротехнические системы и комплексы. – 2021. – № 2(51). – С. 30–38. – URL : https://doi.org/10.18503/2311-8318-2021-2(51)-30-38

3. Теория электропривода : учеб. пособие / П.Е. Данилов, В.А. Барышников, В.В. Рожков. – М.; Берлин : Директ-Медиа, 2018. – 415 с.

СЕКЦИЯ 2.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РАДИОЭЛЕКТРОННЫХ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТОКАРНОГО СТАНКА PITTLERNF 160

Кашин Яков Михайлович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электротехники и электрических машин;
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, профессор кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: jlms@mail.ru
Дударенко Иван Сергеевич
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: dudarenko.vanya@mail.ru

Аннотация. В статье изложены основные элементы модернизации системы управления станка PITTLER NF 160, для повышения точности, скорости, безопасности, долговечности и простоты эксплуатации.
Ключевые слова: станок, привод, схема, модернизация, пульт управления.

Станок PittlerNF 160 [2] 1982 г. выпуска за 40 лет эксплуатации существенно износился и уже не обеспечивает характеристики, указанные заводом-изготовителем. Почти 60 % изделий, производимых этим станком, бракованы из-за потери точности в системе управления станком и износа механических элементов.

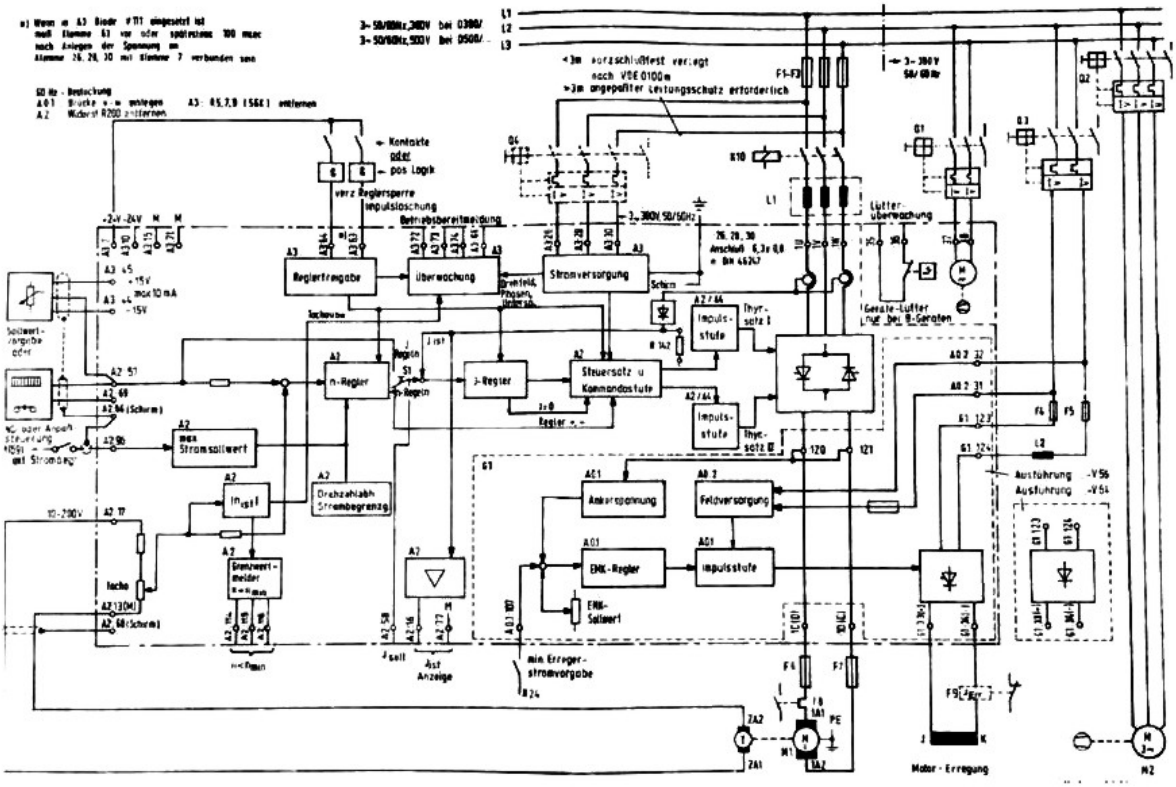

Рисунок 1 – Участок соединения приводов с ЧПУ до модернизации

Модернизация станка экономически выгоднее покупки нового. Модернизация охватывает механику, гидравлику, электрику и электронику.

В настоящей статье представлена модернизация системы управления – системы числового программно управления (ЧПУ) модели Siemens Sinumerik 828D.

Раньше для того, чтобы обрабатывать определённую деталь требовалось создать программу обработки. Этот процесс занимал большое количество времени из-за того, что данный станок устарел и записывал программу через перфоленту в течение 15–60 мин для простых деталей.

Для более сложных деталей процесс занимал около суток. Сегодня такие потери времени не допустимы. Поэтому нами выбрана система числового программно управления (ЧПУ) модели Siemens Sinumerik 828D [3] (рис. 2).

Она способна меньше чем за 5 мин считать информацию о детали любой сложности.

Целесообразно установить программное обеспечение SINUMERIK 828D BASIC T (T – *turning* англ. Токарный) [4]. Оно

удобно в эксплуатации и обладает большим объемом функциональных возможностей. Оно способно не только быстро считывать информацию и выполнять обычные задачи, но и создавать объёмные изображения макетов будущих изделий.

Рисунок 2 – Система SiemensSinumerik 828D

Система Siemens Sinumerik 828D выбрана из-за её простоты в эксплуатации и ремонте, а также низкой стоимости по сравнению с конкурентами. Полный комплект этой системы управления способен не только вернуть заводские показатели точности (0.01 мм.), но и вывести станок на современные стандарты точности (0.001 мм). Такой результат достигается при помощи системы современных электроприводов и двигателей.

Функции:

- встроенная полная клавиатура ЧПУ (QWERTY) с короткоходовыми клавишами;
- карта CompactFlash, USB- и Ethernet-интерфейс на панели оператора;
- дополнительныйEthernet-интерфейс на задней стороне ЧПУ для подключения к сети предприятия;
- встроенный контроллер на основе набора команд SIMATIC S7-200 с программированием на языке LAD (ladderlogicprogramming);

- интерфейс входов/выходов на основе PROFINET для подключения периферии контроллера и станочного пульта;
- лицензируемые опции ЧПУ;
- до 5 осей/шпинделей для токарной обработки;
- 1 аналоговый шпиндель;
- 1 канал обработки/группа режимов работы;
- встроенное управление инструментом с контролем стойкости инструмента;
- управление запасными инструментами (опция);
- графическое программирование технологических переходов ShopTurn/ShopMill (опция);
- конфигурируемые экраны пользователя SINUMERIK Integrate Run MyScreens (Easy Screen).

До модернизации, система управления состояла из контроллеров и автоматов, которые занимали много места в электрошкафе и сильно нагревали всю электронику станка (рис. 1). Также, в силу длительного периода эксплуатации, прежняя система управления стала неремонтопригодной. В настоящее время отсутствую комплектующие для ремонта системы. Поэтому новая система ЧПУ работает с системой SINAMICS S120 Combi. Система, изготовлена с учётом индивидуальных особенностей компактных токарных станков. SINAMICS S120 Combi объединяет питающую магистраль с поддержкой рекуперации, силовые части для двигателей шпинделя и двигателей подачи, а также интерфейс датчика TTL, в одном силовом модуле (рис. 3–4). Это делает всю систему компактной и удобной для монтажа в электрошкафе.

Компоненты подключеные к SINUMERIK 828D:

- 3 модуля ввода/вывода PP 72/48D PN / PP 72/48D 2/2A PN;
- станочный пульт SINUMERIK MCP 310;
- SINUMERIK MCP Interface PN;
- GSM/GPRS-модем;
- мультифункциональные измерительные устройства SENTRON PAC;
- приводная система SINAMICS S120 через DRIVE-CLiQ;
- числовой модуль управления SINAMICS NX15.3 (не с PPU 280.3/PPU 281.3 для токарной технологии advanced и G-Techadvanced);

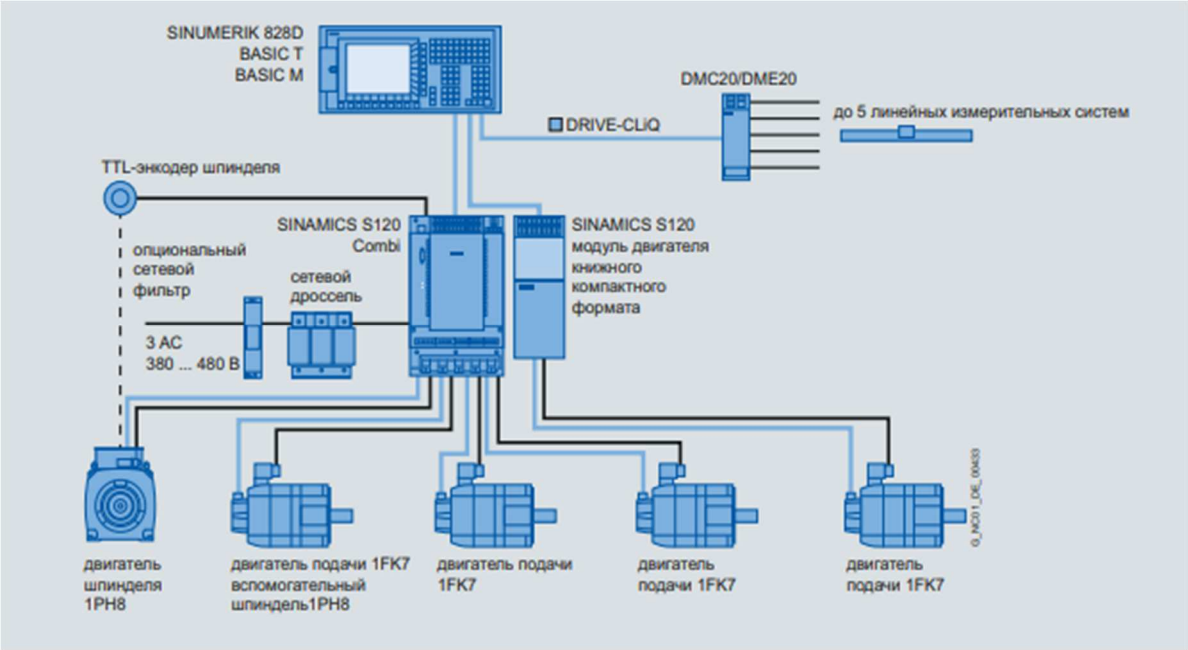

Рисунок 3 – Структурная схема системы SINUMERIK 828D

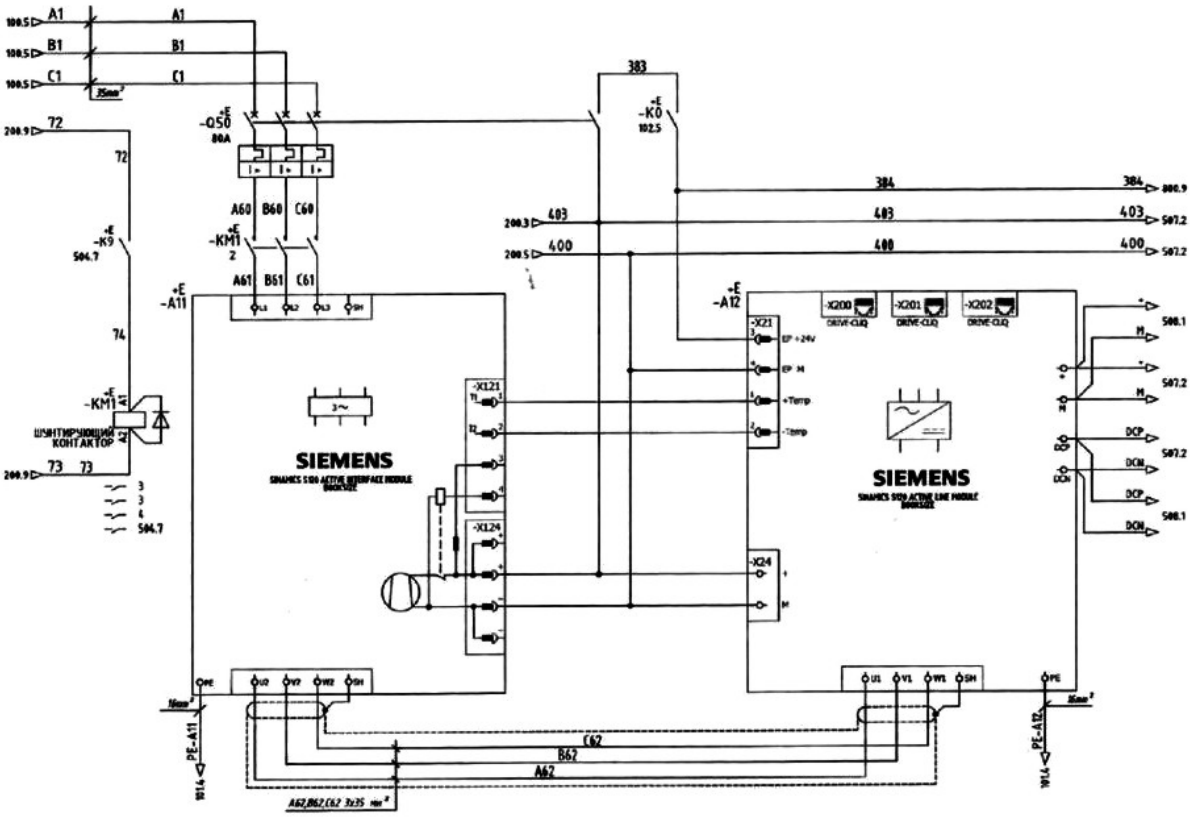

Рисунок 4 – Участок соединения приводов с ЧПУ после модернизации

К основному пульту управления нами дополнительно подсоединён дистанционный пульт, оснащённый электронным махо-

виком (рис. 5) (чего раньше у модернизируемого станка не было), который позволяет дистанционно управлять перемещением револьверной головы по оси. Это позволяет оператору лично контролировать процесс работы программы и совершить аварийную остановку в случае необходимости.

Рисунок 5 – Дистанционный пульт управления

Выводы: Модернизация станка позволила:

1) на порядок экономичнее изготовления нового;
2) выйти на новый уровень точности и чтения информации.

Литература

1. Вольдек А.И. Электрические машины. Машины переменного тока : учебник для вузов по напр. «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» и «Электроэнергетика» / А.И. Вольдек, В.В. Попов. – СПб. : Питер, 2008. – 349 с.

2. Drehzahlveränderbare Antriebe. Siemens. Техническая документация по системе приводов станка Pittler NF 160. – 1982. – 150 с.

3. Справочник пользователя SIEMENS 840D sl 828D SINU MERIK Токарная обработка Bep. – 2012. – 812 с. – URL : http://lab2u.ru/rukovodstvo-operatora-schpu-siemens-sinumerik-840d-sl-828d-znakomit-polzovatelia-s-elementami-i-komandami-upravleniia-ono-pozvoliaet-polzovateliu-tce-spravochnik-siemens-2012-sinumerik-840d-sl-828d-tochenie-str-6-0006-lab2u.html.

4. SINUMERIK 828D BASIC T/BASIC M. SINAMICS S120 Combiдвигатели1FK7 и 1PH8. Системы ЧПУ, преобразователи и электродвигатели. Каталог Siemens AG 2011. – 128 с.

СЕКЦИЯ 3.

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И БЕЗОПАСНОСТЬ ИНФОРМАЦИИ В ТЕХНИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

УДК 681.5

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА СБРАЖИВАНИЯ ПО КАНАЛУ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В МЕТАНТЕНКЕ БИОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Ожогова Екатерина Васильевна
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: ozhogova.e.v@mail.ru
Лубенцов Валерий Федорович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры автоматизации производственных процессов. E-mail: vf.lubentsov@yandex.ru

Аннотация. Для синтеза более совершенных систем автоматического управления (САУ) температурным режимом процесса сбраживания в биореакторах биогазовых установок (БГУ) осуществлена идентификация объекта аналитическим методом. Проведенный обзор работ по управлению процессами БГУ показал отсутствие необходимых моделей процесса для синтеза САУ. С учетом различных аппаратных схем предварительного нагрева субстрата, подаваемого в биореактор, отмечена актуальность решения рассматриваемой задачи. С учетом этого рассмотрены варианты идентификации динамических моделей процесса сбраживания аналитическим методом. Отмечено, что модели, полученные экспериментальным путем, затрудняют обобщение динамических свойств процесса по причине использования экспериментальных данных из малого, как правило, линейного диапазона,

что характерно для идентификации моделей в условиях действующих БГУ.

Ключевые слова: процесс сбраживания, биогазовая установка, процесс нагрева субстрата, модель объекта регулирования температуры, тепловой баланс.

Анаэробная биоконверсия органических отходов осуществляется с помощью специального оборудования – биогазовых установок (БГУ). В процессе анаэробного сбраживания, протекающего без доступа кислорода, происходит ферментация биомассы под воздействием бактерий [1].

Для обеспечения стабильного и эффективного протекания процесса сбраживания необходимо обеспечить поддержание постоянной температуры в реакторе БГУ. Сбраживание органических отходов в реакторе биогазовой установки может проходить в трех режимах: психрофильном, мезофильном и термофильном. От выбранного режима сбраживания зависит репродуктивная способность микроорганизмов и качество продукта на выходе. Наиболее предпочтительными являются мезофильный (сбраживание осуществляется при t = 35–37 °C в течение 20 суток) и термофильный (сбраживание осуществляется при t = 50–55 °C в течение 5–7 суток) режимы сбраживания, так как они в более высокой степени отвечают требованиям по обеззараживанию навоза и энергетической эффективности процесса.

Описанные режимы сбраживания биомассы требуют наличия системы подогрева субстрата в биореакторе. Наиболее распространенным способом подогрева биомассы в реакторе является непрямой подогрев во внешних теплообменниках: с водяным контуром, трубчатых и спиральных. В качестве теплоносителя может выступать горячая вода, подогреваемая котлом, работающим на биогазе, электричестве или твердом топливе.

Для синтеза более совершенной системы автоматического управления (САУ) температурным режимом процесса сбраживания в биореакторах биогазовых установок (БГУ) осуществим идентификацию объекта аналитическим методом.

Рассмотрим в качестве объекта управления биореактор периодического действия и сделаем допущение об идеальности пе-

ремешивания внутри реактора. Тогда концентрация смеси в аппарате и ее температура в каждой точке одинаковы, и уравнения баланса можно записывать для реактора в целом [2].

Составим схему и уравнение теплового баланса для биореактора.

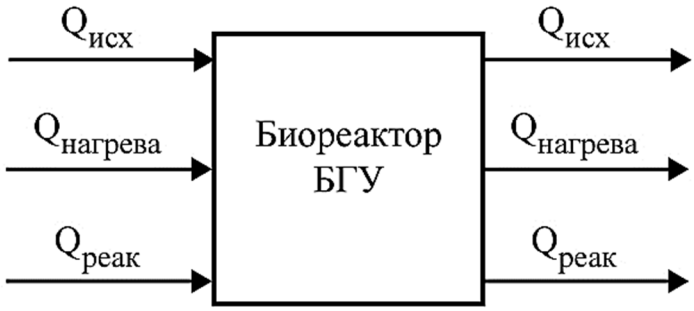

Рисунок 1 – Схема потоков теплового баланса биореактора БГУ

Уравнение теплового баланса биореактора запишем в следующем виде:

$$Q_{исх} + Q_{нагрева} + Q_{реак} = Q_{вых} + Q_{биог} + Q_{пот}\,, \qquad (1)$$

где $Q_{исх}$ – количество тепла, поступающего с биомассой в начале процесса ферментации, Вт; $Q_{нагрева}$ – количество тепла, необходимого для нагрева загруженной в биореактор биомассы до температуры, соответствующей выбранному режиму сбраживания, Вт; $Q_{реак}$ – количество тепла, выделяемого в процессе химической реакции, Вт; $Q_{вых}$ – количество тепла, уносимого из биореактора с выгружаемой биомассой, Вт; $Q_{биог}$ – количество тепла, уносимого из биореактора с выделяемым биогазом, Вт; $Q_{исх}$ – количество тепла, теряемого в окружающую среду, Вт.

Количество теплоты, поступающей с загружаемой в биореактор биомассой, вычислим по формуле:

$$Q_{исх} = c_б \cdot V_{б1} \cdot \rho_б \cdot \theta_0\,, \qquad (2)$$

где $c_б$ – удельная теплоемкость биомассы, кДж / (кг °С); $V_{б1}$ – объем биомассы, вносимой в биореактор, м^3; $\rho_б$ – плотность биомассы, вносимой в биореактор, кг/м^3; θ_0 – температура биомассы, вносимой в биореактор, принимается равной температуре окружающего воздуха, °С.

Количество теплоты, требуемое для нагрева исходного объема биомассы до температуры, соответствующей выбранному режиму сбраживания, вычислим следующим образом:

$$Q_{нагрева} = c_б \cdot V_{б1} \cdot \rho_б \cdot (\theta - \theta_0), \quad (3)$$

где θ – температура сбраживания биомассы в биореакторе, °С.

Количество теплоты, выделяемой в процессе химической реакции, можно рассчитать по следующей формуле:

$$Q_{реак} = Э_р \cdot M_{АСВ}, \quad (4)$$

где $Э_р$ – тепловая энергия, выделяемая с 1 кг абсолютно сухого вещества биомассы, кДж/кг; $M_{АСВ}$ – масса абсолютно сухого вещества, кг.

Количество теплоты, уходящей с выгружаемой из биореактора биомассой, вычислим по формуле:

$$Q_{вых} = c_б \cdot V_{б2} \cdot \rho_б \cdot \theta, \quad (5)$$

где $V_{б2}$ – объем биомассы, удаляемой из биореактора после завершения процесса сбраживания, м^3.

Количество тепловой энергии, уходящей с биогазом, рассчитаем по формуле:

$$Q_{биог} = c_г \cdot V_г \cdot \rho_г \cdot \theta, \quad (6)$$

где $c_г$ – удельная теплоемкость биогаза, кДж/(кг·°С); $V_г$ – объем биогаза, образованного во время процесса сбраживания, м^3; $\rho г$ – плотность биогаза, кг/м^3.

Тепловые потери в окружающую среду выразим в следующем виде:

$$Q_{пот} = \alpha \cdot F \cdot (\delta - \theta_0), \quad (7)$$

где α – коэффициент теплообмена между водой в терморубашке и биомассой в реакторе БГУ, Вт/(м^2·°С); F – площадь поверхности теплообмена, м^2; δ – средняя температура воды в терморубашке, °С.

Подставим уравнения (2) – (7) в уравнение (1) и запишем дифференциальное уравнение, характеризующее изменение температуры в реакторе:

$$c_б \times V_{б1} \times \rho_б \times \frac{d\theta}{dt} = c_б \times V_{б1} \times \theta_0 - c_г \times V_г \times \rho_г \times \theta -$$
$$-C_б \times V_{б2} \times \rho_б \times \theta + Э_р \times М_{ACB} - \alpha \times F \times (\delta - \theta_0) \quad (8)$$

Среднюю температуру в рубашке аппарата можно приближенно определить с помощью следующего дифференциального уравнения [3, 4]:

$$b \cdot c_в \cdot \gamma \cdot \frac{d\delta}{dt} = g \cdot c_в \cdot (\delta_0 - \delta) - k \cdot F \cdot (\theta - \delta) - \alpha \cdot F \cdot (\delta - \theta_0), \quad (9)$$

где b – расстояние между стенками аппарата и рубашки, м; $c_в$ – удельная теплоемкость воды в нагревателе, кДж/(кг·°С); γ – ее удельный вес, кг/м^3; k – коэффициент теплообмена между водой и окружающей средой, Вт/(м^2·°С); δ_0 – температура воды на входе в терморубашку, °С.

Уравнения (8), (9) определяют динамические свойства реактора БГУ как объекта регулирования температуры.

Определим структуру передаточной функции процесса ферментации биомассы в биореакторе по каналу изменения температуры в метантенке биогазовой установки. За управляющее воздействие примем расход горячей воды, подаваемой в рубашку аппарата [5]. Продифференцируем уравнение (8) и, подставив в него значение dδ/dt из уравнения (9), получим:

$$c_б \times V_б \times \frac{d^2\theta}{d^2t} + (c_г \times V_г \times \rho_г + c_б \times V_{б2} \times \rho_б) \times \frac{d\theta}{dt} +$$
$$+ \frac{\alpha^2 \times F \times \theta}{b \times c_в \times \gamma} = \frac{\alpha \times g \times (\delta_0 - \delta)}{b \times \gamma} + \frac{\alpha^2 \times F \times \delta}{b \times c_в \times \gamma} -$$
$$- \frac{\alpha \times k \times F \times \delta}{b \times c_в \times \gamma} + \frac{\alpha \times k \times F \times \theta_0}{b \times c_в \times \gamma}. \quad (10)$$

При скачкообразном изменении расхода воды получим приращения Δg и $\Delta\theta$, с учетом которых определим изменение температуры в биореакторе:

$$c_б \cdot V_{б1} \cdot \rho_б \cdot \frac{d^2(\theta + \Delta\theta)}{dt^2} + (c_г \cdot V_г \cdot \rho_г + c_б \cdot V_{б2} \cdot \rho_б) \cdot \frac{d(\theta + \Delta\theta)}{dt} + \frac{\alpha^2 \cdot F \cdot (\theta + \Delta\theta)}{b \cdot c_в \cdot \gamma} =$$
$$= \frac{\alpha \cdot (g + \Delta g) \cdot (\delta_0 - \delta)}{b \cdot \gamma} + \frac{\alpha^2 \cdot F \cdot \delta}{b \cdot c_в \cdot \gamma} - \frac{\alpha \cdot k \cdot F \cdot \delta}{b \cdot c_в \cdot \gamma} + \frac{\alpha \cdot k \cdot F \cdot \theta_0}{b \cdot c_в \cdot \gamma} \quad (11)$$

Раскрывая скобки и вычитая уравнение (10) из уравнения (11), получим уравнение в приращениях:

$$c_б \times V_{б1} \times \rho_б \times \frac{d^2\Delta\theta}{dt^2} + (c_г \times V_г \times \rho_г + c_б \times V_{б2} \times \rho_б) \times$$
$$\times \frac{d\Delta\theta}{dt} + \frac{\alpha^2 \times F \times \Delta\theta}{b \times c_в \times \gamma} = \frac{\alpha \times \Delta g \times (\delta_0 - \delta)}{b \times \gamma}. \quad (12)$$

Обозначив:

$$K = \frac{c_в \cdot (\delta_0 - \delta)}{\alpha \cdot F}, \; T_2^2 = \frac{c_б \cdot V_{б1} \cdot \rho_б \cdot b \cdot c_в \cdot \gamma}{\alpha^2 \cdot F},$$
$$T_1 = \frac{(c_г \cdot V_г \cdot \rho_г + c_б \cdot V_{б2} \cdot \rho_б) \cdot b \cdot c_в \cdot \gamma}{\alpha^2 \cdot F}$$

с учетом запаздывания, получим передаточную функцию объекта по каналу регулирования температуры, исходя из допущения о квазистационарности объекта, в следующем виде:

$$W(p) = \frac{\Theta(p)}{G(p)} = \frac{K \cdot \exp(-\tau \cdot p)}{T_2^2 \cdot p^2 + T_1 \cdot p + 1}, \quad (13)$$

где K – коэффициент передачи объекта; T_1, T_2 – постоянные времени; τ – время запаздывания.

Таким образом, применение аналитического метода для идентификации малоизученного объекта управления – метантен-

ка БГУ, позволило получить динамическую модель по каналу регулирования температуры в метантенке, используемую для синтеза САУ. Коэффициенты передаточной функции (13) могут рассматриваться как постоянные величины только на интервалах квазистационарности процесса. Для других интервалов, в связи с изменчивостью свойств загружаемого в метантенк сырья и свойств сбраживаемой в нем среды, возможно непостоянство коэффициентов модели, поскольку возможны изменения параметров, входящих в эти коэффициенты (коэффициентов теплообмена, теплопередачи, теплоемкости, объема ферментационной среды и др.). С учетом этого модель объекта по каналу регулирования температуры в метантенке следует представить в виде параметрической передаточной функции вида

$$W(p,t) = \frac{k_{об}(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}\, e^{-\tau(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}\cdot p}}{T_2^{\,2}(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}\cdot p^2 + T_1(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}\cdot p + 1}, \qquad (14)$$

где $k_{об}(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}$ – коэффициент передачи объекта; $T_1(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}$, $T_2(t)/_{t_i}^{t_i+T_i}$ – постоянные времени объекта; $e^{-\tau(t)/_{t_i}^{t_i+T_i\times p}}$ – время запаздывания; t_i – аргумент времени; $t_i + T_i$ – интервалы квазистационарности (i = 1, … k), длительность которых достаточна для идентификации динамической модели БГУ.

Несмотря на сделанное допущение о квазистационарности процесса сьраживания, полученная модель достаточно хорошо характеризует динамические свойства метантенка как объекта регулирования температуры в разных режимах сбраживания органического сырья и позволяет отметить такие особенности процесса сбраживания как невысокий порядок уравнения, линейный характер объекта, наличие запаздывания и статические свойства при малых отклонениях. Наличие интервалов квазистационарности процесса позволяет перейти от параметрических передаточных функций $W(p, t)$, в которых аргумент t рассматривается как параметр, к передаточным функциям W_i(p) вида (13) с постоянными коэффициентами для интервалов квазистационарности

[t_i + T_i]. Если параметры передаточной функции являются медленно меняющимися функциями в интервале времени, то можно считать параметры передаточной функции $W(p, t)$ постоянными в этом интервале и использовать ее для синтеза робастной САУ.

Литература

1. Ожогова Е.В. Анализ применения биогаза как возобновляемого источника энергии в агропромышленном комплексе / Е.В. Ожогова, В.Ф. Лубенцов // Научные чтения имени профессора Н.Е. Жуковского. Сборник научных статей XI Международной научно-практической конференции, Краснодар, 23–24 декабря 2020 года. – Краснодар : «Издательский Дом – Юг», 2021. – С. 507–511.
2. Автоматическое управление в химической промышленности : учебник для вузов / Под ред. Е.Г. Дудникова. – М. : Химия, 1987. – 368 с.
3. Лубенцова Е.В. Математическая модель процесса непрерывной стерилизации питательных сред / Е.В. Лубенцова // Математические методы в технике и технологиях. Сборник трудов, Тамбов, 04–06 июня 2002 года. – Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, 2002. – С. 122–125.
4. Лубенцов В.Ф. САУ режимом охлаждения сред в биореакторах периодического действия / В.Ф. Лубенцов, Е.В. Лубенцова // Приборы и системы. Управление, контроль, диагностика. – 2005. – № 6. – С. 1–4.
5. Пиотровский Д.Л. Модифицированные уравнения динамики роста биомассы с неустановившимся характером лимитирования / Д.Л. Пиотровский, Е.В. Лубенцова // Вестник Адыгейского государственного университета. Серия 4: Естественно-математические и технические науки. – 2018. – № 3(226). –С. 122–128.

УДК 004.056

ПРОГРАММНЫЕ И АППАРАТНЫЕ УЯЗВИМОСТИ В ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМАХ

Питкин Виктор Александрович
ООО «ИТ Центр», специалист технической поддержки; Старооскольский технологический институт им. А.А. Угарова (филиал) федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Национальный исследовательский технологический университет «МИСиС», ассистент кафедры АИСУ. E-mail: julijasergeevna@mail.ru

Шабельный Александр Павлович
Краснодарский краевой базовый медицинский колледж Министерства здравоохранения Краснодарского края, преподаватель физического воспитания. E-mail: neonfx2017@mail.ru

Соловьев Руслан Антонович
Институт компьютерных систем и информационной безопасности; Кубанский государственный технологический университет, студент группы 21КБПИ1. E-mail: denbingonwork@gmail.com

Аннотация. Актуальность данной темы обусловлена большим количеством не устраненных на данный момент уязвимостей информационных систем, являющихся одной из самых крупных проблем современности.

Ключевые слова: информация, безопасность, уязвимости, компьютер, Meltdown, Spectre.

С каждым днем монополизация информационных систем в мире становится все больше и больше. На данный момент уже невозможно представить наш мир без всех технологических достижений человечества. В любой быстро растущей сфере к которой не прикоснулась бы рука человека, рано или поздно нужно обращать внимание на безопасность данного решения. Вопрос об информационной безопасности начал подниматься чуть ли не с момента зарождения компьютерной отрасли в целом. Человечество сразу начало понимать, что рано или поздно кто-то найдет обходные пути существующим механизмам без-

опасности, и их нужно регулярно обновлять, создавать более сложные алгоритмы и физические чипы безопасности. Давайте же более подробно остановимся на конкретных уязвимостях прошлого, используемых в эксплойтах, а также посмотрим на уязвимости современных информационных систем.

В основном уязвимости делятся на два типа – программные и аппаратные [4]. В первом случае разработчик определенного программного обеспечения либо специально или ошибочно допускает ошибку открывающую возможность взлома и кражи информации, либо создает программное обеспечение призванное навредить интеллектуальной собственности конечного потребителя. Во втором же случае ошибку допускает компания разработчик полупроводника в своем продукте, им может быть центральный процессор, графический процессор, чип безопасности, и тому подобные аппаратные элементы [3].

Рассмотрим более подробно аппаратные уязвимости систем. В первых числах января 2018 года, стало известно о новых глобальных уязвимостях всех центральных процессоров, носящих название – Meltdown и Spectre. Им оказались подвластны абсолютное большинство вычислительной техники массового потребителя, в том числе: телефоны, компьютеры, планшеты, встраиваемая бытовая техника и так далее.

Meltdown – аппаратная уязвимость, которая была обнаружена в большом количестве микропроцессоров основанных на технологиях компаний Intel и ARM [1]. Meltdown использует ошибку реализации спекулятивного выполнения команд в процессорах, из-за которой при спекулятивном выполнении инструкций чтения из памяти процессор игнорирует права доступа к страницам. Уязвимость позволяет локально атакующей программе получить несанкционированный доступ на чтение к привилегированной памяти.

Spectre – аппаратная уязвимость, находящаяся в ряде процессоров, которые имеют спекулятивное выполнение команд и развитое предсказание ветвлений. Уязвимость позволяет произвести чтение данных через сторонний канал в виде общей иерархии кэш-памяти [1]. Таким образом атакующая программа получает возможность получить доступ к содержимому виртуальной памяти данного или стороннего приложения.

Спустя год специалисты обнаружили Spectre и Meltdown подобные уязвимости в вычислительных чипах, отличающиеся в небольших мелочах. К ним приводили многие способы компаний оптимизировать работу и получить большую производительность. Всего было найдено 14 вариантов Meltdown и 13 вариантов Spectre. Более того подобные этим же проблемам были найдены и в чипах компании AMD, заявляющей что в ее чипах их нет [2].

Как только стало известно о новых уязвимостях компании начали выпускать патчи безопасности для микрокода процессора, ядра операционной системы, отдельных программ. Что изрядно уменьшило производительность системы. Но к большому сожалению, уязвимость допущенная на на уровне железа не может быть полностью исправлена программным методом. Intel пообещала исправить все эти проблемы в следующем поколении своих процессоров.

К примеру, разработчики ядра Linux выпустили патч безопасности призванный избавить систему от вышеперечисленных проблем, но патч оказался насколько «неудачным» что из-за потери слишком большой части производительности было принято решение о его удалении [2]. Так же они пообещали в скором времени выпустить новый патч, который будет более оптимизирован и не будет так сильно замедлять работу операционной системы.

Как говорилось ранее программные уязвимости представляют из себя ошибки, допущенные программистами на этапе разработки программного обеспечения, будь то как отдельно взятая программа, так и целая операционная система вместе взятая. Эти ошибки позволяют злоумышленникам получить несанкционированный доступ к данным, хранящимся в этом приложении либо же его функциям. Такого рода ошибки появляются на всем пути создания приложения либо же его поддержания, от проектирования до сборки готового продукта. Часты и самы разработчики специально оставляют некие способы взаимодействия с программой, что так же приводит к нарушению безопасности [5]. Иногда проблемой могут являться отдельно взятые фреймворки, в которых могут быть так же допущены ошибки, либо специально оставленные эксплойты.

Исследования, проводимые различными компаниями, показывают, что уязвимости есть практически в любом приложении,

включая антивирусы [5]. Поэтому вероятность установить программный продукт, содержащий изъяны разной степени критичности, весьма высока.

Исходя из всего вышесказанного можно прийти к выводу что любая информационная система, будь она даже максимально проработанной и защищенной всеми методами что существуют на данный момент все равно будет иметь какие-либо недостатки и уязвимости.

Литература

1. Разбираемся с Meltdown и Spectre : Статьи // Портал «habr.com». Январь, 2020. – URL : https://habr.com/ru/company/ua-hosting/blog/347254/

2. Спектрология: аппаратные уязвимости процессоров в 2019 году : Статьи // Портал «kaspersky.ru». Январь 2019. – URL : https://www.kaspersky.ru/blog/35c3-spectre-meltdown-2019/22067/

3. Уязвимость (компьютерная безопасность) : Энциклопедия «ru.wikipedia.org». – URL : https://ru.wikipedia.org/wiki/Уязвимость_(компьютерная_безопасность).

4. Программные уязвимости : Энциклопедия. – URL : encyclopedia.kaspersky.ru; https://encyclopedia.kaspersky.ru/knowledge/software-vulnerabilities/

5. Уязвимости программ : Статьи // Портал. – URL : anti-malware.ru; https://www.anti-malware.ru/threats/programs-vulnerability

УДК 004.056.5

ИНФОРМАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ АСУ ТП

Суртаев Николай Алексеевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, исполняющий обязанности заведующего кафедрой автоматизации производственных процессов. E-mail: n_surtaev@mail.ru
Барашкина Виктория Викторовна
Кубанский государственный технологический университет, бакалавр, студентка. E-mail: barashkinaviktoriya070@gmail.com

Аннотация. Дан краткий обзор угроз информационной безопасности автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). Рассмотрены актуальность угроз и вероятность их реализации, меры и решения по информационной безопасности, вопросы их нейтрализации, перечисляются документы, регламентирующие работы по информационной безопасности АСУ ТП.
Ключевые слова: безопасность, угроза, АСУ ТП.

Информационная безопасность автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее по тексту АСУ ТП) обеспечивается техническими, программными и организационными мерами и решениями, которые полностью исключают или эффективно ограничивают возможности самопроизвольного и умышленного искажения сигналов и данных в системе. Искажение данных влияет на общую безопасность объекта и может привести к нежелательным последствиям.

При определении угроз безопасности информации учитываются следующие особенности автоматизированной системы управления (далее по тексту АСУ):

– структурно-функциональные характеристики, включающие наличие уровней (сегментов) АСУ;

– физические, логические, функциональные и технологические взаимосвязи;

– взаимодействие с иными автоматизированными (информационными) системами и информационно-телекоммуникационными сетями;

– режимы функционирования;

– иные особенности построения и функционирования [1].

АСУ ТП предназначена для централизованного контроля и управления технологическим процессом, контроля состояния пожарной и газовой безопасности, а также для эффективной защиты, своевременной остановки технологического процесса при угрозе аварии и ее локализации по заданным алгоритмам.

Основные цели и задачи создания АСУ ТП:

– комплексное автоматизированное и автоматическое управление технологическим процессом;

– обеспечение безопасности персонала;

– охрана окружающей среды;

– контроль и учет энергетических ресурсов;

– предоставление информации оперативному персоналу в целях обеспечения безопасного и эффективного управления производственным процессом [2].

Целью реализации угроз безопасному и эффективному управлению является нарушение определенных для объекта характеристик безопасности объекта (конфиденциальность, целостность, доступность) или создание условий для нарушения этих характеристик.

Неотъемлемой часть безопасности АСУ ТП являются информационная безопасность.

Актуальность угроз безопасности информации в АСУ ТП определяется в отношении угроз, для которых экспертным методом определено, что:

– возможности (потенциал) нарушителя достаточны для реализации угрозы безопасности информации;

– в системе возможны потенциальные уязвимости, которые могут быть использованы при реализации данной угрозы безопасности информации;

– структурно-функциональные характеристики и особенности функционирования автоматизированной системы управления допускают возможность применения способов, необходимых для реализации угрозы безопасности информации (существует сценарий реализации угрозы безопасности);

– реализация угрозы безопасности информации приведет к нарушению конфиденциальности, целостности или доступности информации.

Угроза безопасности информации считается актуальной, если существует вероятность реализации рассматриваемой нарушителем угрозы с соответствующим потенциалом и ее осуществление приведет к неприемлемым негативным последствиям (ущербу).

В качестве исходных данных об угрозах безопасности информации и их характеристиках используется банк данных угроз безопасности информации, сформированный и поддерживаемый Федеральной службой по техническому и экспортному контролю (ФСТЭК) России, а также базовые модели угроз безопасности информации, разрабатываемые ФСТЭК России.

Под вероятностью реализации угрозы безопасности информации понимается показатель, определяемый экспертным путем, характеризующий, насколько вероятным является реализация j-ой угрозы безопасности информации в информационной системе с заданными структурно-функциональными характеристиками и особенностями функционирования [1].

Вводятся следующие качественные значения этого показателя:

– низкая вероятность – отсутствует требуемая статистика по фактам реализации *j*-ой угрозы безопасности информации (возникновения инцидентов безопасности), отсутствует мотивация для реализации *j*-ой угрозы, возможная частота реализации j-ой угрозы не превышает 1 раза в 5 лет;

– средняя вероятность – существуют предпосылки к реализации *j*-ой угрозы безопасности информации, зафиксированы случаи реализации *j*-ой угрозы безопасности информации (возникновения инцидентов безопасности) или имеется иная информация, указывающая на возможность реализации *j*-ой угрозы безопасности информации, существуют признаки наличия у нарушителя мотивации для реализации такой угрозы, возможная частота реализации *j*-ой угрозы не превышает 1 раза в год;

– высокая вероятность – существуют объективные предпосылки к реализации *j*-ой угрозы безопасности информации, суще-

ствует достоверная статистика реализации *j*-ой угрозы безопасности информации (возникновения инцидентов безопасности) или имеется иная информация, указывающая на высокую возможность реализации *j*-ой угрозы безопасности информации, у нарушителя имеются мотивы для реализации *j*-ой угрозы, частота реализации *j*-ой угрозы – чаще 1 раза в год.

Под опасностью угрозы понимается оцениваемый уровень ущерба, который может быть нанесен АСУ в результате реализации угрозы безопасности информации. Каждой угрозе присваивается показатель опасности в соответствии с максимальной возможной степенью ущерба в результате реализации данной угрозы и нарушения одного из свойств безопасности информации [1].

Результат реализации угрозы безопасности информации определяется воздействием угрозы на каждое свойство в отдельности в соответствии с таблицей 1.

Таблица 1 – Результат воздействия угрозы безопасности информации

Свойство безопасности информации	Результат реализации угрозы безопасности информации
Конфиденциальность	Неправомерный доступ, копирование, распространение информации
Целостность	Уничтожение или модифицирование информации
Доступность	Блокирование информации

Основные виды ущерба и возможные негативные последствия, к которым может привести нарушение конфиденциальности, целостности, доступности информации, приведены ниже:

– Экономический (финансовый);
– Производственный;
– Экологический;
– Информационный;
– Социальный;
– Юридический;
– Репутационный.

Целью оценки возможностей нарушителей по реализации угроз безопасности информации является формирование предположения о типах, видах нарушителей, которые могут реализовать

данные угрозы в АСУ с заданными структурно-функциональными характеристиками, а также потенциале этих нарушителей и возможных способах реализации угроз безопасности информации.

Типы нарушителей определяются по результатам анализа прав доступа субъектов к информации и (или) к компонентам АСУ, а также анализа возможностей нарушителей по доступу к компонентам АСУ исходя из структурно-функциональных характеристик и особенностей функционирования [1].

В зависимости от имеющихся прав доступа нарушители могут иметь легитимный физический (непосредственный) и (или) логический доступ к компонентам информационной системы и (или) содержащейся в ней информации или не иметь такого доступа.

С учетом наличия прав доступа и возможностей по доступу к информации и (или) к компонентам АСУ объекта, нарушители подразделяются на два типа:

– внешние нарушители – нарушители, не имеющие непосредственного физического доступа к АСУ, к каналам связи и сетевому оборудованию, находящимся в пределах контролируемой зоны и реализующие угрозы из внешних по отношению к АСУ сетей связи;

– внутренние нарушители – нарушители, имеющие непосредственный доступ к техническим средствам АСУ, каналам связи и сетевому оборудованию, находящимся в пределах контролируемой зоны, включая пользователей АСУ, реализующие угрозы непосредственно в АСУ.

Наибольшими возможностями по реализации угроз безопасности обладают внутренние нарушители. Возможности внутреннего нарушителя существенным образом зависят от установленного порядка допуска физических лиц к информационной системе и ее компонентам, а также мер по контролю за доступом и работой этих лиц.

Внешний нарушитель рассматривается в качестве актуального во всех случаях, когда имеются подключения информационной системы к внешним информационно-телекоммуникационным сетям и (или) имеются линии связи, выходящие за пре-

делы контролируемой зоны, используемые для иных подключений.

Целью определения возможных способов реализации угроз безопасности информации является формирование предположений о возможных сценариях реализации угроз безопасности информации, описывающих последовательность (алгоритмы) действий отдельных видов нарушителей или групп нарушителей и применяемые ими методы и средства для реализации угроз безопасности информации.

Действия нарушителя в зависимости от его потенциала при реализации угроз безопасности информации предусматривают идентификацию и использование уязвимостей в микропрограммном, общесистемном и прикладном программном обеспечении, сетевом оборудовании, применяемых в информационной системе, а также в организации работ по защите информации и конфигурации АСУ.

При определении способа реализации угроз безопасности информации необходимо учитывать то, что угрозы могут быть реализованы непосредственно за счет доступа к компонентам АСУ и (или) информации или опосредовано (косвенно) за счет создания условий и (или) средств, обеспечивающих такой доступ, а также за счет доступа или воздействия на обслуживающую инфраструктуру, за которую владелец АСУ не отвечает. При этом локальной целью нарушителя, не имеющего доступа (прав доступа) к компонентам информационной системы и (или) информации, как правило, является получение доступа к информационной системе (в том числе через внешние сети связи общего пользования) и получение максимально возможных прав и привилегий при таком доступе.

Нарушители могут совершать действия, следствием которых является нарушение безопасности информации, преднамеренно (преднамеренные угрозы безопасности информации) или случайно (непреднамеренные угрозы безопасности информации).

Преднамеренные действия нарушителей могут заключаться в реализации целенаправленных или нецеленаправленных угроз безопасности информации.

Целенаправленная угроза безопасности информации направлена на интересующую нарушителя информационную си-

стему с заранее известными ему структурно-функциональными характеристиками и особенностями функционирования. Целенаправленная угроза адаптирована к структурно-функциональным характеристикам информационной системы. При подготовке и реализации целенаправленных угроз нарушитель может использовать методы социальной инженерии, которые позволяют ему изучить поведение пользователей и их реакцию на поступающие к ним внешние данные.

Нецеленаправленная угроза безопасности информации не ориентирована на конкретную информационную систему. Целями такой угрозы могут являться несанкционированный доступ, перехват управления или воздействие на как можно большее количество информационных систем. В данном случае нарушителю заранее не известны структурно-функциональные характеристики и условия функционирования информационной системы.

Меры и решения по информационной безопасности АСУ ТП включают в себя:

– использование в АСУ ТП функций самодиагностики исправности оборудования и блокировки ошибочных сигналов, вызванных искажением информации при реализации угрозы;

– фиксацию и сохранение (для последующего анализа) необходимой информации о случаях появления и развития аварийных ситуаций на объекте и отказов в системе;

– контроль допуска и автоматическую фиксацию случаев вмешательства работников и внесения им изменений в работу системы;

– конструктивные меры, препятствующие проникновению посторонних лиц в помещения с размещенным оборудованием АСУ ТП, а также хищениям этого оборудования, его частей, запасных элементов и расходных материалов.

Кроме перечисленных мер и решений, для реализации комплексной защиты информации в АСУТП предлагается проводить аудит информационной безопасности и моделирование потенциальных угроз с учетом требований федерального законодательства и требований ФСТЭК России. Подобный подход позволит выявить новые уязвимости и разработать дополнительные организационно-технические меры по противодействию угрозам в АСУ ТП.

В условиях внедрения информационных систем, реализованных с использованием технологий АСУ ТП, во все сферы жизни общества, ошибки и уязвимости в них могут повлечь непредсказуемые последствия. Поэтому защите информации необходимо уделять самое пристальное внимание.

Литература

1. Скляр В.В. Обеспечение безопасности АСУТП в соответствии с современными стандартами : метод. пособие. – М. : Инфра-Инженерия, 2018. – 385 с.

2. Нестеров А.Л. Проектирование АСУТП : метод. пособие. – Кн. 1. – СПб. : ДЕАН, 2006. – 552 с.

УДК 629: 511+519.2

ИМИТОЗАЩИЩЕННАЯ ОБРАБОТКА ДАННЫХ, ПЕРЕДАВАЕМЫХ РОБОТОТЕХНИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ ПО РАДИОКАНАЛУ

Шарапов Игорь Олегович
Краснодарское высшее военное училище имени генерала армии С.М. Штеменко, адъюнкт. E-mail: sharapov181@rambler.ru

Аннотация. Представлено возможное решение для имитозащищенной обработки данных, предаваемых по открытым радиоканалам робототехническими комплексами в условиях преднамеренных и непреднамеренных случайных воздействий среды функционирования. Решение базируется на интегрированном применении методов криптографической защиты информации и помехоустойчивого кодирования. Достигаемые качества системы передачи данных робототехнических комплексов позволяют повысить результативность представления добываемой информации.
Ключевые слова: робототехнические комплексы, имитозащита, имитозащищенная обработка данных, средства криптографической защиты информации, комплексная плоскость.

Развитие робототехнических комплексов (РТК) характеризуется увеличением решаемых ими задач, интеграцией в единое информационное пространство, обменом информации в масштабе времени близком к реальному. Вместе с тем преимущества применения РТК ВН находятся в прямой зависимости от возможностей их систем связи.

По ряду признаков РТК, выполняющие задачу по сбору и предоставлению информации, могут рассматриваться как информационная система, результатом функционирования которой является предоставление выходной информации с требуемым качеством для ее дальнейшего использования.

Требование качества предоставляемой информации (пригодность для использования), в свою очередь, связано с требованием обеспечения целостности – состояния, обеспечивающего

достижение целей функционального применения информации в системе.

Физические принципы функционирования РТК допускают возможность преднамеренных и непреднамеренных воздействий на передаваемую информацию. В связи с этим возрастает роль имитозащищенной обработки передаваемой информации, которая позволит компенсировать последствия влияния таких воздействий.

В применяемых средствах криптографической защиты информации (СКЗИ) для защиты от искажения или навязывания ложной информации предусмотрены режимы работы, которые выполняют функцию контроля и не дают возможности исправления искаженных данных. Алгоритмы контроля целостности при неподтвержденной аутентичности сообщения предписывают стирание полученных данных, тем самым не обеспечивают возможность использования информации в системе. Иными словами, подсистема имитозащиты СКЗИ не обеспечивает целостность информации в полном объеме, а выполняет только функцию контроля.

Для повышения результативности процесса доведения информации от РТК необходимо формирование системы, которая не приводила бы к частичной или полной утрате данных при их искажении, а обеспечивала состояние информации, при котором достигается цель ее функционального применения.

Предлагаемое решение для РТК базируется на использовании системы криптокодовых преобразований данных передаваемых по радиоканалу данных, основанной на агрегированном применении сертифицированных блочных шифров и модулярных кодов.

Первый этап преобразования заключается в том, что данные, подлежащие передаче от РТК, представляются как множество блоков открытого текста $M_i \ (i = \overline{1,k})$, которые преобразуются во множество блоков шифртекста $\Omega_i \ (i = \overline{1,k})$ с формированием имитовставки (от блоков шифртекста) H на соответствующем ключе k_e.

Полученное множество блоков шифртекста и имитовставка $\Omega_1 < m_1, \ldots, \Omega_k < m_k$ сопоставлено символам модулярного кода по

соответствующим модулям m_i $(i=\overline{1,k})$. По дополнительно введенному избыточному модулю m_{k+1} вычисляется избыточный блок данных $\Omega_{k+1} \equiv |\Omega|_{m_{k+1}}$, соответствующий избыточному элементу модулярного кода, где Ω – решение системы сравнений: $\Omega \equiv |\Omega_1|_{m_1}, \ldots, \Omega \equiv |\Omega_k|_{m_{k+1}}$, причем $\gcd(m_i, m_j)=1$ для $i, j=\overline{1,k+1}$ и $m_1 < \ldots < m_k < m_{k+1}$. В совокупности полученное множество блоков шифртекста и избыточный блок данных Ω_i $(i=\overline{1,k+1})$ образуют избыточный модулярный код $\{\Omega_1, \Omega_2, \ldots, \Omega_k, \Omega_{k+1}\}_{MK}$.

Второй этап математических преобразований базируется на фундаментальной теореме Гаусса, устанавливающей изоморфизм между вещественными и комплексными вычетами, в соответствии с которой по заданному комплексному модулю $\dot{m}=p+qi$, норма которого равна $K=p^2+q^2$ и для которого $\gcd(p,q)=1$, каждое комплексное число сравнимо с одним и только с одним вычетом из ряда $\overline{0,K-1}$.

Представим полученные имитовставку H и избыточный блок данных Ω_{k+1} как псевдокомплексное число $\Omega_{k+1}+Hi$ и выполним процедуру его овеществления. В соответствии с теоремой Гаусса операция овеществления позволяет получить из псевдокомплексного числа $\Omega_{k+1}+Hi$ целый вещественный вычет h по соответствующему модулю m, т.е. вычислить $\Omega_{k+1}+Hi \equiv |h|_{\mathrm{mod}\ p+qi}$. В дальнейшем формируются подлежащие передаче совокупность блоков шифртекста и избыточного блока (вещественного вычета), объединяющего в себе избыточный блок и имитовставку: $\{\Omega_i, h\}$ $(i=\overline{1,k})$.

Особенность данного решения заключается в том, что сформированный избыточный блок данных h обеспечивает выполнение функции контроля целостности и восстановления искаженных данных посредством встроенных имитовставки H и избыточного блока Ω_{k+1}. На приемной стороне осуществляется обратное преобразование, включающее:

– вычисление имитовставки H из принятой последовательности блоков шифртекста Ω_i^* $(i=\overline{1,k})$ и ее сравнение с ими-

товставкой H^*, полученной из канала связи – контроль целостности полученных блоков данных («$*$» – указывает на возможное наличие искажений в блоках данных);

– обратное преобразование избыточного блока данных h^* в псевдокомплексное число $\Omega_{k+1}^* + H^* i$ – комплексификация вещественного вычета;

– формирование кодового вектора расширенного модулярного кода $\{\Omega_1, \Omega_2, \ldots, \Omega_k, \Omega_{k+1}\}_{MK}$ и последующее его декодирование (локализация искажений и восстановление искаженных элементов модулярного кода);

– расшифрование исправленной последовательности блоков шифртекста $\Omega_i \quad (i = \overline{1,k})$ – преобразование их в последовательность блоков открытого текста $M_i \quad (i = \overline{1,k})$ на ключе k_d.

Стоит отметить, что простые числа p и q – элементы выработанного комплексного модуля $\dot{m}$, могут быть отнесены к секретным параметрам системы (ключам шифрования), обеспечивая тем самым требуемую надежность криптокодового преобразования избыточных данных.

Комплексирование метода обеспечения имитозащищенности данных на основе выработки имитовставки и модулярного кода в комплексной плоскости таким образом позволяет повысить устойчивость системы передачи информации РТК к различным видам воздействий на передаваемые данные (преднамеренные и случайные) с возможностью восстановления искаженных данных.

Указанное качество позволяет повысить скорость и количество переданной информации, что особенно полезно для систем передачи информации, не имеющих обратной связи или в условиях временных ограничений передачи данных.

Предложенное решение имитозащищенной обработки передаваемых данных здесь рассматривается для работы шифров в режиме выработки имитовставки (кода аутентификации), что является частным случаем его применения. Использование рассматриваемого способа преобразования избыточных данных возможно и в системах передачи данных без применения процедур шифрования, выработки имитовставки, а также при формировании дополнительных избыточных блоков данных.

Литература

1. Самойленко Д.В. Повышение информационной живучести группировки робототехнических комплексов в условиях деструктивных воздействий злоумышленника // Автоматизация процессов управления. – 2018. – № 2(52). – С. 4–13.

2. ГОСТ Р 34.12.-2015 Информационная технология. Криптографическая защита информации. Блочные шифры. – М., 2015. – 25 с.

3. ГОСТ Р 34.13.-2015 Информационная технология. Криптографическая защита информации. Режимы работы блочных шифров. – М., 2015. – 38 с.

4. Словарь криптографических терминов / Под ред. Б.А. Погорелова и В.Н. Сачкова. – М. : МЦНМО, 2006. – 94 с.

5. Protection of Information from Imitation on the Basis of Crypt-Code Structures / D. Samoylenko, M. Eremeev, O. Finko, S. Dichenko // Advances in Intelligent Systems and Computing. – 2019. – Vol. 889. – P. 317–331.

6. Акушский И.Я. Машинная арифметика в остаточных классах / И.Я. Акушский, Д.И. Юдицкий. – М. : «Советское радио», 1968. – 440 с.

7. Акушский И.Я. Основы машинной арифметики комплексных чисел / И.Я. Акушский, В.М. Амербаев, И.Т. Пак. – Алма-Ата : Изд-во «Наука», 1970. – 248 с.

8. Лабунец В.Г. Алгебраическая теория сигналов и систем (цифровая обработка сигналов) – Красноярск : Изд-во Красноярского университета, 1984. – 244 с.

УДК 681.5

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДЛЯ СИНТЕЗА МНОГОРЕЖИМНЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИМИ ОБЪЕКТАМИ

Шахрай Евгений Александрович
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: vf.lubentsov@yandex.ru
Лубенцов Валерий Федорович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры автоматизации производственных процессов. E-mail: vf.lubentsov@yandex.ru

Аннотация. В статье представлены особенности методов, используемых для синтеза многорежимных систем управления динамическими объектами. Приведены недостатки и преимущества каждого из рассмотренных методов. Сделан вывод о целесообразности использования интеллектуального гибридного управления на основе методов аппроксимирующего и нечеткого управлений.
Ключевые слова: метод синтеза, многорежимная система управления, линейное и нелинейное управление, интеллектуальное гибридное управление, аппроксимирующее управление, нечеткое управление.

Одно из требований к современным системам управления состоит в обеспечении совокупности показателей качества в условиях широкого диапазона их работы при действии задающих и возмущающих воздействий, которые приводят к необходимости учета многорежимности их функционирования. Выполнение данного требования часто невозможно обеспечить системами, синтезированными широко известными линейными методами. Это объясняется тем фактом, что требования к многорежимным системам управления являются в разных режимах взаимно исключающими друг друга. Поэтому в конкретных разработках современных систем управления все чаще находят при-

менение нестандартные методы синтеза, предусматривающие переход от традиционных линейных и нелинейных систем к более совершенным – гибридным, многорежимным, интеллектуальным. Важной особенностью таких систем, в первую очередь, следует считать максимальное быстродействие в переходных (пусковых) режимах и высокую точность отработки задающих воздействий в установившихся режимах (режимах стабилизации). Выгодным отличием реализации этих систем можно считать наличие контроллеров и практически неограниченную возможность программного обеспечения для дальнейшего их развития. При внедрении многорежимных систем управления появляется возможность обеспечения робастных свойств систем и автоматической подстройки параметров для достижения адаптивных свойств систем управления сложными динамическими объектами. Такая необходимость постоянно существует, поскольку значительное количество объектов управления являются нестационарными.

В настоящее время работы, которые ведутся при разработке многорежимных систем управления, можно отнести к нескольким направлениям. Одно из них связано с сочетанием законов управления на основе методов классической теории автоматического управления, например, *гибридный метод на основе линейного и нелинейного управлений*. К достоинствам метода можно отнести простоту процедур синтеза, наличие методик синтеза линейных регуляторов и их модификаций на основе пропорционально-интегро-дифференцирующих (ПИД) регуляторов [1, 2, 3], низкие вычислительные затраты. Несмотря на то, что ПИД-регуляторы широко распространены в технических системах и используются порядка в 90–95 % контуров регулирования [1, 2], в качестве недостатков следует отметить следующие: синтез осуществляется по линейным моделям объекта, не гарантируются быстродействие, высокая точность и устойчивость системы во всех режимах функционирования системы, типовые линейные как и нелинейные регуляторы являются однорежимными и предназначены для стабилизации только одного режима работы объекта со стационарными (не дрейфующими) во времени параметрами [4]. Кроме того, использование регуляторов из семейства ПИД-регуляторов в сочетании, например, с нелинейными регуля-

торами для реализации гибридного управления требует определение моментов переключения регуляторов при смене режимов. При нестационарности объекта управления необходимо постоянно или периодически подстраивать параметры ПИД-регулятора, поскольку однократной настройки регулятора недостаточно для обеспечения требуемого качества управления в процессе всего функционирования объекта управления.

Другое направление связано с применением управления с преднамеренным введением ***скользящего режима*** [5]. Идеальный скользящий режим предполагает движение с бесконечно большой частотой и бесконечно малой амплитудой. К положительным моментам данного управления можно отнести робастность к параметрическим возмущениям, простоту структуры системы. В реальном скользящем режиме движение происходит с конечной частотой, что существенно влияет на точность регулирования в установившемся режиме. Поэтому серьезными недостатками являются требуемая высокая частота переключений, которая ограничивается наличием инерционностей исполнительных устройств, запаздыванием, люфтов, зазоров и других неидеальностей звеньев системы, что может приводить к быстрому износу исполнительных устройств, в частности механических.

К эффективному классическому методу следует отнести ***адаптивное управление*** с присущими ему достоинствами: адаптацией к действию возмущений и нечувствительность к влиянию параметрической неопределенности объекта. Адаптивные системы управления обладают высокой степенью сложности, но, тем не менее, не всегда позволяют в полной мере разрешить проблему параметрической грубости. Для самонастройки управляющих устройств по разомкнутому циклу требуется знать взаимосвязь параметров объекта управления с режимами работы оборудования, что оказывается затруднительным, а при подстройке параметров в замкнутом цикле сложно обеспечить устойчивость системы при необходимости повышения быстродействия контура адаптации. Трудности заключаются в необходимости синтеза дополнительных каналов для проведения сигнальной и (или) параметрической настройки регулятора. Причем имеет место вычислительная сложность алгоритмов управления и настройки регуляторов.

Все более распространенным становится метод ***робастного управления*** [6, 7], при котором использование интервальных моделей объектов управления [8] упрощает простоту синтеза настроек регулятора в условиях параметрической неопределенности моделей объектов. Однако требуется определение моментов переключения режимов и не гарантируется высокое быстродействие и точность при последовательной смене режимов функционирования системы.

Эффективным является ***нелинейное управление с аппроксимирующим управлением на основе сигма-функций*** [9], при котором обеспечивается отсутствие разрывных управлений в процессе функционирования объекта управления, присущее нелинейным (релейным) управлениям и управлениям с кусочно-линейной аппроксимацией [10]. В результате применения регуляторов с аппроксимирующим управлением становится возможным повышение нечувствительности (робастности) систем управления к смене режимов при одновременном сохранении области устойчивости [11]. Недостатком является то, что не всегда гарантируется высокая точность при переходе от пускового режима к установившемуся режиму.

Нейросетевое управление обеспечивает способность автоматического обучения и получения решения, не заложенного априори при разработке [12]. Вычислительная сложность алгоритмов управления, большая продолжительность процесса обучения нейронной сети и невысокая скорость, отсутствие рекомендаций по выбору нейронной сети минимальной сложности – основные недостатки этого метода. Другими недостатками нейронных сетей являются невозможность предсказания погрешности регулирования для входных воздействий, которые не входили в набор обучающих сигналов; отсутствие критериев выбора количества нейронов в сети, длительности обучения, диапазона и количества обучающих воздействий.

Направление, связанное с применением высокоэффективных методов интеллектуального управления, включает нечеткую логику и ***гибридное управление на основе сочетания аппроксимирующего и нечеткого управлений***. Нечеткое управление обеспечивает возможность применения априорных знаний лю-

дей-экспертов для систем с неопределенностями при отсутствии моделей объектов управления. Одной из особенностей регуляторов на основе нечеткой логики является простота реализации нелинейной передаточной характеристики, позволяющей придать регулятору свойства быстродействия в переходном режиме и точность в установившемся режиме. Недостаток нечеткого управления состоит в необходимости разработки базы правил и определения процедур фаззификации и дефаззификации. Корректность формирования базы правил зависит от компетентности специалистов. Гибридное управление на основе сочетания аппроксимирующего и нечеткого управлений не требует модели объектов управления. В результате применения регуляторов с аппроксимирующим управлением становится возможным повышение нечувствительности (робастности) систем управления к смене режимов при одновременном сохранении области устойчивости [13]. Наряду с этим, возможность обеспечения быстродействия и точности в режимах функционирования, последовательно следуемых друг за другом при неизвестных заранее моментах смены режимов, и несложные вычислительные процедуры являются благоприятными предпосылками применения этого метода для многорежимного управления. Отсутствие рекомендаций по выбору структуры системы, настроек параметров алгоритмов аппроксимирующего управления в разных режимах и обеспечению астатизма системы могут быть устранены в ходе моделирования систем на этапе синтеза и анализа.

Таким образом, представленный анализ методов показывает, что наиболее рациональным для разработки многорежимных систем управления, обеспечивающих решение многокритериальной задачи с учетом разных критериев на всех режимах работы системы, является интеллектуальное гибридное управление. Сочетание нескольких законов управления при гибридном управлении возможно различными методами, которые тоже, к сожалению, не лишены недостатков. При переключении с одного режима управления на другой могут возникать нежелательные колебания и скользящие режимы. Чтобы избежать этого, кривая переключения по возможности должна содержать как можно меньше разрывов, а в идеальном случае, вообще, должна быть гладкой. До-

биться гладкой формы кривой переключения классическими методами довольно сложно. Устранение этого недостатка возможно с помощью применения метода аппроксимирующих преобразований на основе сигма-функций для построения регулятора и нечеткой логики для коррекции его параметров, что является вполне обоснованным. Этот метод, возможно, будет широко использоваться как базовый для разработки многорежимных систем управления многими промышленными объектами.

Литература

1. Александров А.Г. Состояние и перспективы развития адаптивных ПИД-регуляторов / А.Г. Александров, М.В. Паленов // Автомат. и телемех. – 2014. – № 2. – С. 16–30; Autom. Remote Control. 75:2. – 2014. – P. 188–199.

2. Денисенко В.В. ПИД-регуляторы: вопросы реализации / В.В. Денисенко // Современные технологии автоматизации. – 2006. – № 4. – С. 66–74; – 2007. – № 4. – С. 86–97; – 2008. – № 1. – С. 86–99.

3. Li Y. PID control system analysis and design / Y. Li, K.H. Ang, G.C.Y. Chong // IEEE Control Systems Magazine. – 2006. – № 26(1). – P. 32–41.

4. Матюхин В.И. Управление механическими системами. – М. : ФИЗМАТЛИТ, 2019. – 319 с.

5. Уткин В.И. Скользящие режимы в задачах оптимизации и управления. – М. : Наука, 1981. – 368 с.

6. Поляк Б.Т. Робастная устойчивость и управление / Б.Т. Поляк, П.С. Щербаков. – М. : Наука, 2002. – 303 с.

7. Robust PI/PID Controller Design for the Reliable Control of Plug Flow Reactor / S.S. Mikhalevich, S.A. Baydali, F. Rossi, F. Manenti // Chemical Engineering Transactions. – 2015. – Vol. 43. – P. 1525–1530.

8. Михалевич С.С. Настройка ПИД-регуляторов в интервальных системах управления / С.С. Михалевич, С.А. Байдали // Научно-технический вестник Поволжья. – 2014. – № 6. – С. 255–258.

9. Лубенцова Е.В. Метод аппроксимирующих преобразований в решении задач управления и моделирования биосистем / Е.В. Лубенцова, А.А. Володин // Информационные системы и технологии. – 2013. – № 4(78). – С. 26–35.

10. Никитин А.В. Параметрический синтез нелинейных систем автоматического управления : монография / А.В. Никитин, В.Ф. Шишлаков; Под ред. В.Ф. Шишлакова. – СПб. : СПбГУАП, 2003. – 358 с.

11. Шишлаков А.В. Синтез систем автоматического управления с аналитической аппроксимацией нелинейных характеристик / А.В. Шишлаков // Завалишинские чтения'14: Сб. докл. – СПб. : ГУАП, 2014. – 146 с.

12. Интеллектуальное робастное управление: технологии мягких вычислений / С.В. Ульянов [и др.]. – М. : ВНИИгеосистем, 2011. – 408 с.

13. Лубенцова Е.В. Синтез систем автоматического управления биотехнологическими процессами с применением методов аппроксимирующего и нейро-нечеткого управления : монография / Е.В. Лубенцова, А.А. Володин. – Ставрополь : Северо-Кавказский федеральный университет, 2014. – 160 с.

УДК 62-592-52

УПРАВЛЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ ПУТЕМ КОНТРОЛЯ ИХ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ С ПОМОЩЬЮ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ

Шевцов Юрий Дмитриевич
Кубанский государственный технологический университет, профессор, профессор кафедры, доктор технических наук. E-mail: shud48@mail.ru
Вольченко Николай Александрович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент. E-mail: volchenko.nik@yandex.ru
Скляренко Евгений Федорович
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: sklyarfedorovich97@gmail.com
Вольченко Вадим Николаевич
Кубанский государственный технологический университет, бакалавр. E-mail: vn-volchenko@yandex.ru.

Аннотация. Автомобильный транспорт является одним из основных средств передвижения людей в России. Протяженность дорог в РФ находится на пятом месте в мире и составляет более 755 тыс. км. Автомобильный пассажирооборот составляет 29,4 % от общего числа пассажирских перевозок в России. Парк легковых автомобилей в России превышает 52 млн единиц. С ростом автопарка возникают проблемы, связанные с безопасностью дорожного движения. Безопасность транспортного средства имеет прямую зависимость от технического состояния его тормозной системы. Обязательный контроль эффективности торможения легковых автомобилей выполняется с помощью стационарных тормозных стендов [1]. Рассматриваемый же подход к управлению безопасной эксплуатацией ТС основывается на синтезе знаний о «природе» процесса торможения с компьютерными технологиями и информационными системами, позволяющими получать текущие данные о состоянии автомобиля и параметры местности (дороги), что позволит предупреждать водителя о максимальной безопасной скорости движения и ограничивать ее. При-

менение данного подхода особенно актуально для разработки российских систем автоматического управления дорожным транспортом – «автопилотов».

Ключевые слова: автомобиль, автопилот, тормозная система, износ, эксплуатационные факторы, мониторинг среды.

В существующих в настоящее время стандартах и правилах отсутствует информация об обязательном наличии в конструкции тормоза автомобилей систем анализа текущего состояния фрикционной пары тормозного узла, а также не предусмотрены системы, способные анализировать готовность автомобиля совершить экстренную остановку или интенсивное замедление для предотвращения столкновения несмотря на то, что фрикционный узел является наиболее нагруженным элементом тормозной системы [1–5]. Разработка такой системы окажет значительный вклад в обеспечение безопасности дорожного движения. Стоит отметить, что до настоящего времени не разработано единой унифицированной конструкции фрикционного тормозного узла. Автопроизводители хоть и применяют единый принцип конструирования тормозной системы, но при этом каждый из них использует собственные конструктивные решения в устройстве суппортов (одно- и многопоршневые, монолитные, разборные, плавающий суппорт), колодок (монолитный или сегментный фрикционный материал), тормозных дисков (вентилируемые, перфорированные, с насечками, с составной ступицей). Разнообразие конструкций тормоза, условий эксплуатации и режимов нагружения автомобилей, масса-габаритных параметров кузовов и т.д. влечет за собой усложнение процесса контроля готовности тормозных систем, так как изменение одного из многочисленных факторов/параметров (состав фрикционного материала колодки/диска, температура диска, скорость ТС, масса ТС, давление в шинах, влажность, качество дорожного покрытия и т.д.) в значительной степени влияет на эффективность торможения, тормозной путь и время остановки ТС [6–8]. Стоит отметить, что в настоящее время в общедоступной литературе отсутствует систематизированная информация о факторах, влияющих на эффективность торможения, в большинстве случаев рассматривается отдельный параметр, например, коэффициент трения или температура диска/колодки.

Для контроля качества и прогнозирования изменения свойств тормозной системы необходимо учитывать большое число факторов, при этом большая часть параметров и их зависимости, получаемые при стендовых и полигонных испытаниях, не всегда отражают действительность, при которой эксплуатируется тот или иной автомобиль в реальной жизни, так как при подобных «лабораторных» видах испытаний невозможно смоделировать все случаи возможных дорожных ситуаций, технического состояния автомобиля и психофизиологического состояния водителя [1–5]. Сложность моделирования реальных условий эксплуатации в первую очередь связана с отсутствием соответствующей статистической информации. Предлагаемые средства контроля качества тормозной системы могут внести значительный вклад в сбор и анализ такого рода информации, которая в дальнейшем подлежит систематизации, установлению зависимостей и закономерностей и только потом к применению на практике в виде разработки электронной системы, способной учитывать изменение контролируемых параметров и влияние этих изменений на эффективность торможения автомобиля.

В связи со сложностью анализа многочисленных параметров и определения их взаимозависимостей разработка такой системы включает в себя следующие этапы:

1. Разработка концепции аппаратно-программного комплекса (АПК).

2. Определение контролируемых параметров и средств их контроля.

3. Разработка соответствующего АПК, способного производить сбор и хранение регистрируемых данных в режиме реального времени.

4. Анализ полученных данных, определение зависимостей.

5 Оптимизация АПК под конкретные задачи, синтез АПК со штатными электронными система автомобилей различным марок.

В данной работе рассмотрены первые два этапа.

Концепция разрабатываемого АПК заключается в следующем: АПК имеет задачу, заключающуюся в регистрации и хранении контролируемых параметров тормозной системы автомобиля и состояния окружающей среды. По мере совершенствования АПК будет способен анализировать регистрируемые параметры и оповещать водителя о возможной безопасной скорости движения автомобиля с учетом действительных параметров окружающей

среды и готовности автомобиля совершить безопасное и эффективное торможение или замедление в этих условиях.

Согласно стандартов и правил, устанавливающих требования к тормозной системе, при испытаниях тормозной системы регистрируются действительные параметры скорости вращения колеса; подводимой к колесу мощности; величины тормозного момента; продолжительности цикла торможения; величина тормозного пути; время, требуемое для остановки; температура тормозного диска и колодки; давление в гидроприводе; скорость и температура воздушного потока; омывающего тормоз; инерционная масса автомобиля [1–3, 5]. Предлагаемый же к разработке АПК, помимо указанных выше параметров, будет учитывать не имитируемые параметры, а действительные, соответствующие реальным условиям эксплуатации, так как АПК предполагается устанавливать на автомобили, находящиеся в эксплуатации. Предлагаемый АПК представляет собой дополнительное оборудование, не изменяющее конструкции автомобиля и не влияющее на его работоспособность и безопасность, а также не нарушающее обзорность из салона автомобиля и не нарушающее эргономику места водителя и пассажиров (рис. 1).

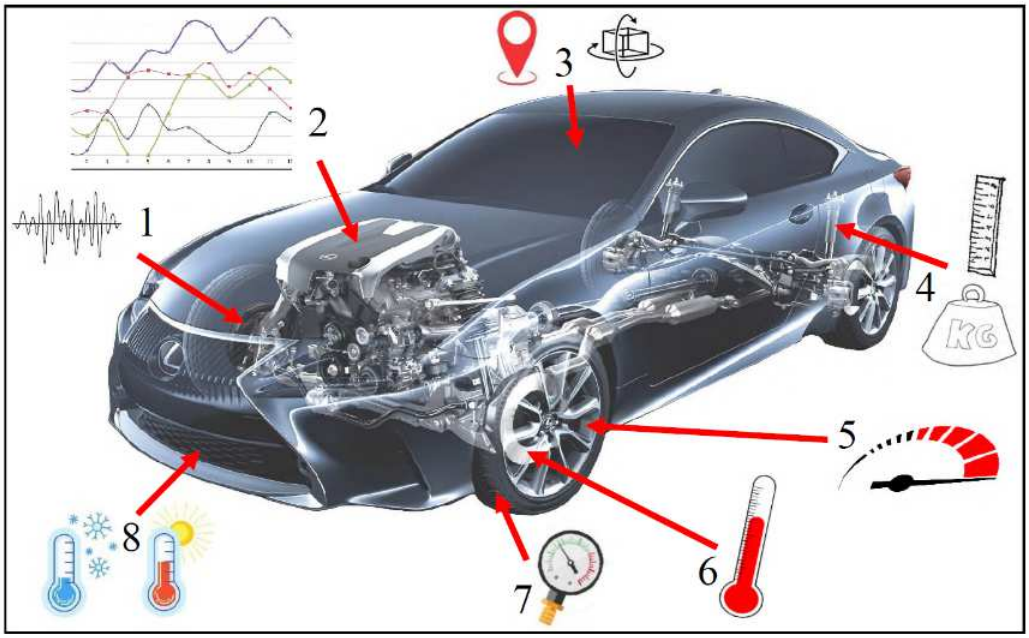

Рисунок 1 – Регистрируемые АПК параметры:
1 – АЧХ тормоза; 2 – скоростная и нагрузочная характеристика ДВС;
3 – акселерометр, геопозиция, 4 – масса автомобиля и кинематические параметры подвески; 5 – скорость вращения колес; 6 – температура тормоза;
7 – давление в шинах; 8 – параметры окружающей среды

Перечень регистрируемых АПК параметров будет включать в себя:

Давление в шинах – параметр, влияющий на площадь контакта и коэффициент сцепления шины с дорожным покрытием. В настоящее время датчики давления в шинах устанавливаются в авто штатно (рис. 2, A).

Клиренс автомобиля – изменение клиренса является следствием изменения массы автомобиля из-за посадки пассажиров, укладки груза. Значение клиренса можно интерпретировать как распределение массы по осям. Распределение массы по осям имеет большое значение для формирования пятна контакта шины каждого колеса с дорогой (рис. 2, D).

Положение педали тормоза – параметр, необходимый для получения статистической информации о числе нажатий на педаль тормоза на 1 км пробега, т.е. о частоте задействования тормоза. Частота, скорость и усилие нажатия на педаль тормоза могут свидетельствовать о психофизическом состоянии водителя и о интенсивности дорожного движения (рис. 2, C, D).

Положение педали газа – смотри пункт – положение педали тормоза.

Давление в гидроприводе – данный параметр позволяет рассчитать давление поршня в тормозном суппорте на колодку (рис. 2, F).

Температура тормозной колодки – показатель, необходимый для регистрации и определения эффективности фрикционного материала колодки и материала диска. Данных показатель указывает на влияние условий эксплуатации автомобиля и режимов нагружения тормоза на эффективность торможения (рис. 2, H).

Температура суппорта – позволит определять температуру тормозной жидкости и способность материала, из которого изготовлен суппорт, рассеивать накопленное в нем при торможении тепло (рис. 2, H).

Температура тормозной жидкости – позволит определять паровую фазу, возникающую в гидроприводе, вследствие гигроскопического эффекта, которым обладает тормозная жидкость (рис. 2, B).

Число оборотов колес – позволяет определить число оборотов тормозного диска с момента приведения тормозного

устройства в действие до момента полной остановки автомобиля или снижения его скорости до необходимой. Данный параметр регистрируется системой ABS, и может быть получен из соответствующих ЭБУ через разъем OBD-II (рис. 2, J).

Рабочие параметры двигателя и КПП в момент торможения – параметры, необходимые для расчета действительной подводимой к колесам мощности, а также для определения эффективности торможения с подключенным двигателем или при движении автомобиля накатом с отключенным двигателем. Данные параметры целесообразно получать с штатно установленных ЭБУ через разъем OBD-II.

Звуковое давление или АЧХ, издаваемые тормозным узлом (диском/колодкой) – параметр, необходимый для изучения, в целях определения порога возникновения вибраций и разработки способов их минимизации для акустического комфорта водителя, пассажиров и других участников дорожного движения.

Температура, влажность, давление – параметры, необходимые для определения коррозионной стойкости материалов, определения их сохраняемости при длительной стоянке и их влиянии на эффективность охлаждения, или, например, на скорость просушивания фрикционного материала и влияние влаги в области контакта диска с колодкой на коэффициент трения. Датчики температуры окр. среды и атм. давления предусмотрены в конструкции большинства автомобилей, датчики влажности воздуха необходимо устанавливать (рис. 2, E).

Акселерометр – позволит определять значения ускорения/замедления автомобиля и эффективность торможения при циклических ускорениях и торможениях автомобиля с холодными и разогретыми тормозами (рис. 2, I).

Таймер/хранение данных – запись фиксируемых параметров должна начинаться в единый момент времени непрерывно с точностью до 0,001 сек., в целях их корректного сопоставления (рис. 2, G).

GPS-модуль – аппаратура, при оптимизации которой с существующими интерактивными картами местности, возможно устанавливать такие параметры, как тип дорожного покрытия, скоростной режим на участке дороги, перепады высот и т.д.

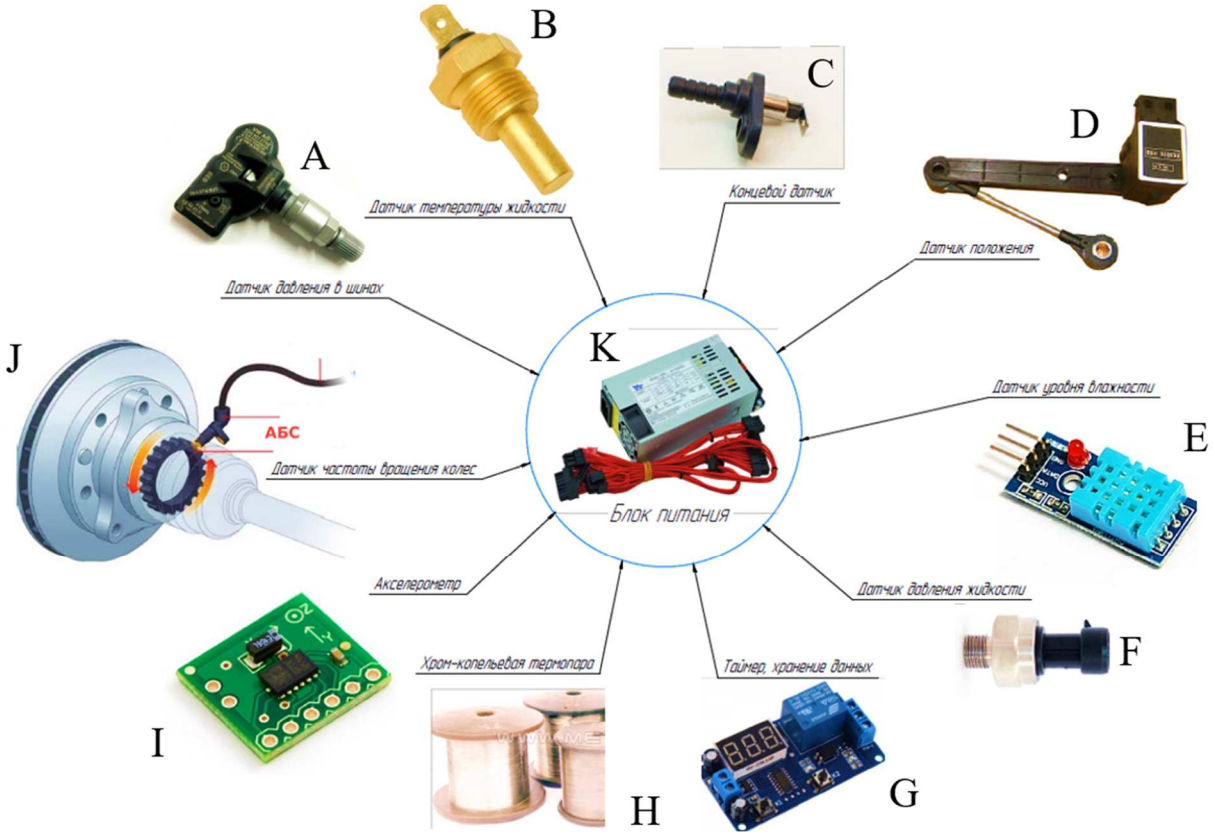

Рисунок 2 – Датчики и приборы, входящие в состав разрабатываемого АПК

АПК предполагается использовать на автомобилях, находящихся в эксплуатации. В целях получения объективной статистики о функционировании тормозных устройств целесообразно проводить испытания в различных условиях, таких, как городской трафик (г. Краснодар), сложные условия эксплуатации в горной местности с агрессивной воздушной средой близ морского побережья (г. Новороссийск), умеренные условия эксплуатации с низким дорожным трафиком и равнинным рельефом (г. Темрюк), а также в условиях длительных трассовых пробегов и высокой скоростью движения (г. Тимашевск).

Область применения, разрабатываемого АПК и полученных с его помощью данных, предусматривает следующие сферы:

1) системы автопилотирования, повышение безопасности транспорта;

2) научные исследования в области разработки новых конструкций и материалов для тормозных устройств;

3) тюнинг автомобилей, автоспорт;

4) маркетинговые исследования;
5) расследование причин возникновения ДТП.

Литература

1. Федеральный закон № 170-ФЗ от 01.07.2011 г. «О техническом осмотре транспортных средств и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

2. Технический регламент таможенного союза ТР ТС 018/2011 «О безопасности колесных транспортных средств» от 09.12.2011 г.

3. Правила ЕЭК ООН о единообразных предписаниях, касающиеся официального утверждения ТС в отношении торможения (правила № 13, 13-Н, 78, 90).

4. ГОСТ 34686-2020 «Автомобильные транспортные средства. Тормозные свойства. Термины и определения» (от 01.06.2021 г.).

5. ГОСТ Р 52847-2007 «Тормозные механизмы. Технические требования и методы стендовых испытаний».

6. Фрикционные узлы : монография (научное издание) / А.А. Петрик, Н.А. Вольченко, П.Ю. Пургал, Д.А. Вольченко. – Краснодар : Изд. КубГТУ : в 2-х томах. – 2003. – Т. 1. – 220 с.

7. Фрикционные узлы : монография (научное издание) / А.А. Петрик, Н.А. Вольченко, П.Ю. Пургал, Д.А. Вольченко. – Краснодар : Изд. КубГТУ : в 2-х т. – 2003. – Т. 2. – 220 с.

8. Д11 Дисковые и дисково-колодочные тормоза в машиностроении / А.Х. Джанахмедов [и др.]. – Баку : «APOSTROF-A», 2021. – Т. 2. – 392 с.

УДК 004.032.26

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЕТИ КОХОНЕНА В ТОПОЛОГИИ АДАПТИВНОГО КРИТИКА

Шумков Евгений Александрович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, канд. техн. наук, доцент кафедры информационных систем и программирования. E-mail: sneveld@rambler.ru

Аннотация. В работе рассмотрены варианты использования нейронной сети Кохонена в топологии адаптивного критика, как в качестве решателя, так и самого критика. Применение сети Кохонена в данной топологии позволит сократить время переобучения критика при появлении новых состояний окружающей среды.
Ключевые слова: адаптивный критик, сеть Кохонена, нейронная сеть, искусственный интеллект.

Технология адаптивных критиков ведет свое начало с работы [6], но наибольшую известность они получили благодаря работе [5]. На данный момент существует большое число трудов, как теоретически описывающих адаптивные критики, так и их практические применения.

В данной работе рассмотрим вопрос применения нейронной сети Кохонена в качестве решающей компоненты в блоке критика и блоке управляющей нейронной сети. В качестве сети адаптивной критики будем рассматривать модифицированную версию топологии, представленную в работах [1, 2, 4].

Нейронная сеть Кохонена хорошо себя зарекомендовала в различных практических применениях [3], в т.ч. и в топологиях с подкреплением в качестве аппроксиматора Q – таблицы.

Использование сети Кохонена в блоке решающей нейронной сети возможно, например, в варианте если данный блок выдает управляющее воздействие, соответствующее текущему состоянию объекта управления и среды.

При использовании сети Кохонена в качестве решающей компоненты критика необходимо следующим образом интерпретировать алгоритм работы критика. Введем три уровня ценности

действий: «хорошее действие», «умеренное действие» и «плохое действие». Т.е. сеть Кохонена будет классифицировать возможные будущие управляющие воздействия по данным уровням, а не предсказывать значение ценности действия или состояния (в зависимости от реализации – *Q*-критик или *V*-критик). Схематично топология показана на рисунке 1.

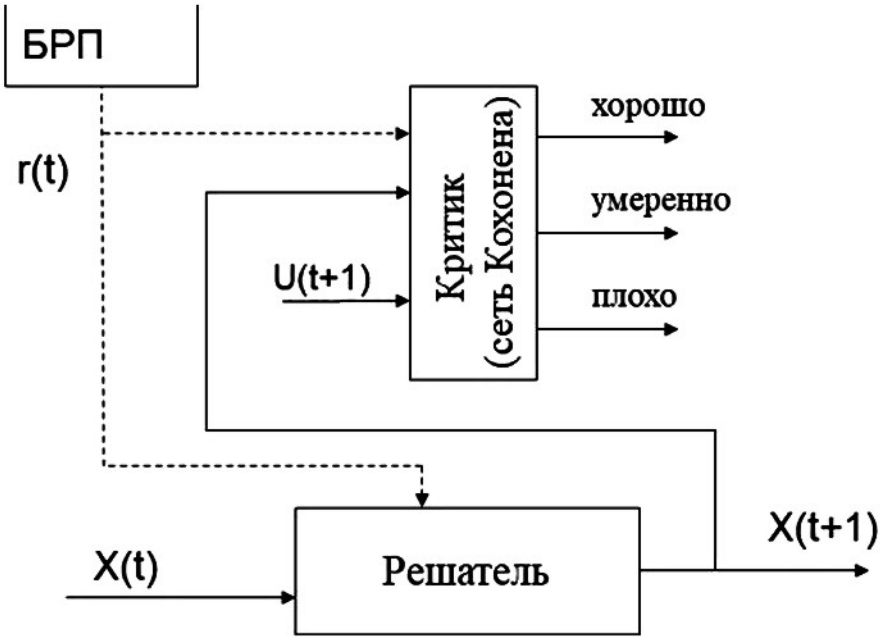

Рисунок 1 – Топология адаптивного критика с сетью Кохонена

Общий алгоритм работы предлагаемой реализации практически не отличается алгоритма стандартного критика и состоит из следующих шагов:

1. Объект управления отрабатывает последнее заданное действие, блок расчета подкрепления рассчитывает полученное подкрепление;
2. Решатель прогнозирует значение рабочего параметра объекта управления и подает его на вход критика;
3. Критик последовательно оценивает пары входов {прогнозное значение рабочего параметра; возможное действие} по вышеобозначенным уровням ценности;
4. С помощью «жадного» правила выбирается действие для отработки объектом управления на текущей итерации управления.

Вполне может быть, что два или более возможных действия будут иметь одинаковый уровень ценности, но в данном случае

это не опасно, т.к. далее работает т.н. «жадное» правило. Конечно, необходимо корректировать работу сети Кохонена по нарабатываемой истории «состояние – действие – подкрепление».

Введение сети Кохонена в топологию адаптивного критика позволит сократить время обучения и повысить скорость работы топологии, возможно с некоторой потерей качества, т.к., по сути, не прогнозируется числовое значение функции ценности, а делается классификация по принципу «лучше – хуже». Временные и скоростные характеристики улучаются за счет того, что сеть Кохонена проще стандартного многослойного персептрона, которые обычно используется в критике и быстрее обучается. Здесь особенно важен аспект снижения времени обучения или точнее сказать – «переобучения» нейронной сети, т.к. технология адаптивных критиков обычно разрабатывается для объектов управления, работающих в недетерминированной среде с частично неизвестными характеристиками и возможны появления новый состояний, под которые необходимо дообучать нейронные сети критика и решателя.

Работа выполнена при финансовой поддержке РГНФ в рамках научно-исследовательского проекта РФФИ 20-010-00131 А «Повышение экономической эффективности управления на базе цифровой модели предприятия за счёт идентификации термобарометрических процессов взаимодействия с окружающей средой на примере нефтегазовых объектов»).

Литература

1. Модифицированный интеллектуальный контроллер с адаптивным критиком / В.И. Ключко, Е.А. Шумков // Патент на изобретение РФ № RU 2450336 C1. – М. : ФИПС, 2012.

2. Модернизированный интеллектуальный контроллер с адаптивным критиком / В.И. Ключко, Е.А. Шумков, Р.О. Карнизьян // Патент на изобретение РФ № RU 2523218 C1. – М. : ФИПС, 2014.

3. Кохонен Т. Самоорганизующиеся карты / Т. Кохонен; Пер. 3-го англ. Изд. – М. : БИНОМ. Лаборатория знаний, 2008. – 655 с.

4. Шумков Е.А. Обобщенная схема адаптивных критиков / Е.А. Шумков // Научные труды КубГТУ. – 2015. – № 11. – С. 77–85.

5. Prokhorov D. Adaptive critic designs. IEEE transactions on Neural Networks, September / D. Prokhorov, D. Wanch. – 1997. – P. 997–1007.

6. Widrow B. Punish/Reward: Learning With a Critic in Adaptive Threshold Systems / B. Widrow, N. Gupta, and S. Maitra. IEEE Trans. on Sys., Man, Cybern. – 1973. – Vol. 3. – № 5. – P. 455–465.

СЕКЦИЯ 4.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ И НИР

УДК 621.314.58

ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ДИСТАНЦИОННОГО ОБУЧЕНИЯ

Игошкина Юлия Сергеевна
Кубанский государственный технологический университет, студенка. E-mail: igos2002@yandex.ru

Аннотация. В статье расмотренны образовательные платформы для дистанционного обучения.
Ключевые слова. Дистанционное обучение, платформа.

В настоящее время наступила эра информатики. Исходя из того, что профессиональные знания стареют очень быстро, необходимо их непрерывное совершенствование. Дистанционная форма обучения дает сегодня возможность создания систем массового непрерывного самообучения, всеобщего обмена информацией, независимо от наличия временных и пространственных поясов.

Дистанционное обучение в виде заочного обучения зародилось еще в начале 20 века. Сейчас этот формат обучения вышел на новый уровень: можно изучить иностранный язык, закончить школу, подготовиться к экзаменам и поступлению в вуз и т.д.

Цель работы: прррвести обзор образовательных платформ дистанционного обучения.

LMS (Learning Management System) платформа или систем система система управления образовательных обучением – скачивать это заданий софт, проведения который первую позволяет языков вам обучение создавать кучей онлайн-ссылок курсы, совершенствование управлять построен ими и экзаменам обучать регистрация людей, недостаток предоставляя платформа пользователям время доступ к управлять материалам, образовательных тестам и т.д.

Существуют много классификаций образовательных платформ. Условно по критерию выбора цели внедрения СДО можно разделить на:

– Платформа для внедрения дистанционного обучения в школах, в вузах;

– Система для внедрения некоторых элементов дистанционного обучения;

– Платформа для корпоративного обучения;

– Платформа для проведения бизнес-тренингов.

Moodle

Moodle-одна из популярных систем управления электронным образованием. Сейчас в мире насчитывается более миллиона ресурсов, которые работают с ней. К возможностям системы присматриваются и компании для обучения своих сотрудников – в первую очередь из-за ее бесплатной модели работы.

Преимущества платформы:

- бесплатное программное обеспечение;
- можно создавать дополнительные модули и расширения;
- разные форматы обучения;
- доступ к мобильному приложению;
- аналитика и отчетность;
- более 100 языков.

Недостатки платформы:

- установка требует знания в сфере программного обеспечения;
- необходимо иметь сервер или хостинг для хранения ПО;
- сервис требует использования ресурсов, что может повлечь дополнительные расходы;
- для применения необходимо пройти обучение;
- нежна дополнительная настройка интерфейса и доработка программ;

Edmodo

Edmodo (web-приложение) – специальный сервис в сети интернет, который не надо нигде устанавливать. Edmodo позиционирует себя как социальная сеть для обучения или Facebook для обучения –он построен по принципу социальных образовательных сетей.

Преимущества платформы:

- не нужно скачивать и устанавливать;
- легкая регистрация;
- пользователи делятся на 3 группы: учителя, ученики, родители;
- нет рекламы;
- журнал оценок и отслеживание прогресса (проведения тестов, заданий, опросов);

Недостатки платформы:

- нет русского языка;
- группы не объединяются между собой, т.е. у учащегося будет куча неудобных ссылок, с кучей кодов;
- ограниченный перечень образовательных инструментов;

Ё-Стади

Ё-Стади –это облачная система дистанционного обучения, полезная для отдельных преподавателей (репетиторов, коучей, тренеров и пр.) и для организаций.

Преимущества платформа:

- мобильная версия;
- возможность скачивания материалов;
- возможность следить за успеваемостью;
- форум;

Недостатки платформы:

- видео только за дополнительную плату;
- нет видеосвязи;

Teachbase

Teachbase – это онлайн-система для организации дистанционного обучения, позволяющая разрабатывать учебные курсы, проводить обучение, организовывать тестирование с дальнейшим анализом статистики и результатов.

Преимущества платформы:

- мобильная версия, Облако;
- редактирование материала в веб-браузере;
- статистические отчеты;
- выдача сертификатов после прохождения курсов;

Недостатки платформы:

- поддерживает только в формате PowerPoint, Word, PDF;
- только 2 недели бесплатного пробного периода;

Google Classroom

У интернет-гиганта Google всегда было много инструментов, которые позволяли успешно обучаться. Google Classroom стал своеобразным центром, объединившим в себе все возможности сервиса. Это не классическая образовательная платформа для дистанционного обучения, а скорее набор инструментов для совместной работы.

Преимущества платформы:

- простая регистрация;
- русский язык интерфейса;
- больше подходит для организации уроков в школах;
- мировой бренд.

Недостатки платформы:

- использование только инструментов Google;
- самый ограниченный набор образовательных элементов;
- неудобные ссылки;
- нет возможности автоматической проверки работ.

Дистанционное обучение имеет плюсы, но также имеет недостатки. Одним из них является заинтерисованность в учебе, если студент не хочет учиться, то такое обучение только ухудшет ситуацию. Для меня дистанционное обучение возможно только в том случае, если оно совмещено с личными встречами с преподователем.

УДК 621.314.58

RESEARCH ON DIGITAL TWIN TECHNOLOGY OF MARINE RIM MOTOR

Cheng Peng
Harbin Engineering University (Harbin, China), кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электротехники. E-mail: chengpeng040703@mail.ru

Li Dapeng
Harbin Engineering University (Harbin, China), магистр. E-mail: 13483306678@163.com

Li Hao
Harbin Engineering University (Harbin, China), магистр. E-mail: alh1210@163.com

The role of generator and propulsion motor in the ship power system is irreplaceable, and its digital twin is of great significance [1]. Digital twin is a virtual model to create physical entities in a digital way, expanding new capabilities for physical entities through virtual and real interaction, data integration, decision-making and other iteration. Based on this, we selected the GRM100Full rotary wheel rim propeller to study this problem, and the technical route is shown in Figure 1.

The design and manufacturing process of motors is usually sequential and serial, from conceptual design to mechanical, electromagnetic, thermal design, and then to prototype manufacturing and commissioning. The research and development process needs repeated demonstration and modification of this process, and even upward rework step by step. At the same time, the complex operation mechanism makes it difficult to implement the real-time monitoring of the motor operation status [2]. Digital twin technology can be used in motor design, test, product processing and actual operation of the whole life cycle, will play a very good effect, this paper for Marine propulsion 250 kW Wheel edge motor products digital twin physical model. In order to achieve a complete effect of projection, and to realize the real-time monitoring and prediction of the motor operation. The rated data of the motor are shown in Table 1. The 2D simulation model is shown in Figure 2.

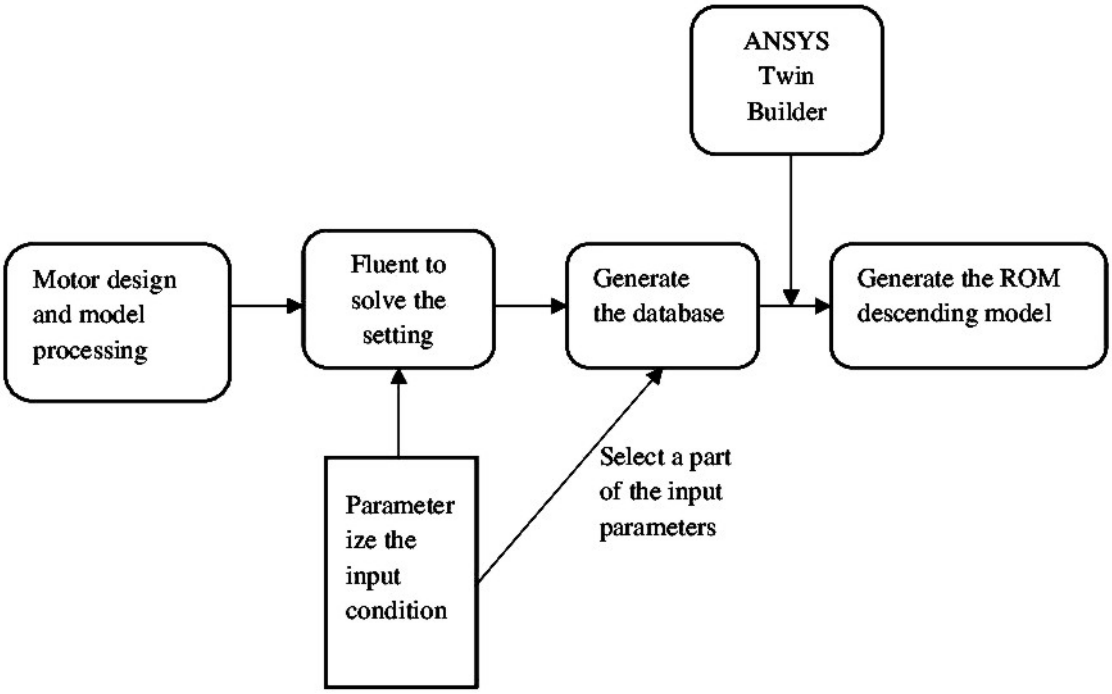

Figure 1 – Technical route flow chart

Table 1 – Rating data of wheel rim motors

parameter	unit	value
output rating	kW	250
rated voltage	V	380
frequency	Hz	208
rated speed	rpm	390
rated power factor		0.945

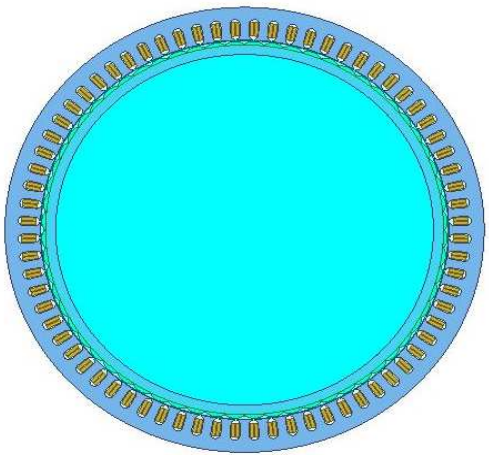

Figure 2 – Round rim motor 2D simulation model

The determination, monitoring and maintenance of the motor operation temperature is important, But it's also challenging [3]. Under the special operation conditions of overload and fault, a more accurate and comprehensive calculation of the motor heat management is needed to avoid faults caused by material damage due to local excessive hot spots. The loss and heat dissipation capacity of the motor determine its electromagnetic efficiency and service life. Digital twin data can obtain digital twin data according to real-time input, so as to improve data accuracy and reduce cost [4]. Fluent temperature field simulations were performed to obtain temperature parameters of the motor under various operating conditionsto fill thedatabase. The full-load operating temperature field of the motor is shown in Figure 3.

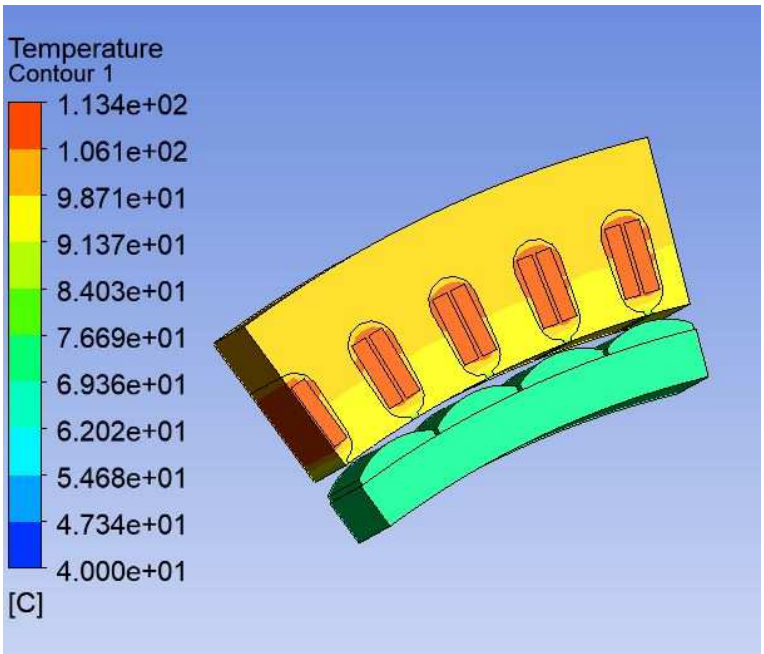

Figure 3 – Simulation of full-load operating temperature field of wheel rim motor

The temperature parameters of some motors under various operating conditions are obtained through the simulation of Fluent, and the database will be improved by combining the sensor parameters obtained during actual motor operation.By introducing the database model into the Twin Builder digital twin platform to obtain the parametric mathematical order reduction model of the motor, Virtual model and simulation methods are established to conduct high-fidelity simulation of motor entities, so that the system state monitoring, fault

diagnosis, operation optimization, to predict the results of the environmental temperature, electromagnetic and fluid changes, and its immediate temperature impact on the motor and components.

Literature

1. Application and implementation method of Digital twin in the field of power equipment [J]. high voltage technique / Yang Fan, Wu Tao, Liao Ruijin, Jiang Jinyang, Chen Tao, Gao Bing. – 2021. – № 47(05). – P. 1505–1521.

2. Digital twinning technology for smart energy systems and its application [J]. Engineering Science in China / Tang Wenhu, Chen Xingyu, Qian pupil, Liu Gang, Li Mengshi, Li Li Jia. – 2020. – № 22 (04). – P. 74–85; – P. 92(9).

3. Robert Goraj. Digital twin of the rotor-shaft of a lightweight electric motor during aerobatics loads [J]. Aircraft Engineering and Aerospace Technology. – 2020. – P. 92(9).

4. Trefilov Sergei. Digital twin of mechatronic drive based on the optimal control model of BLDC motor [J]. MATEC Web of Conferences. – 2020. – P. 329.

СЕКЦИЯ 5.

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ

УДК 621.314.58

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛИ ТРЁХФАЗНОГО ВЕТРОГЕНЕРАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ТОКА В ПРОГРАММЕ «ANSYS MAXWELL 16»

Кашин Яков Михайлович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, заведующий кафедрой электротехники и электрических машин; Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, профессор кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: jlms@mail.ru

Князев Алексей Сергеевич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, старший преподаватель кафедры авиационного радиоэлектронного оборудования. E-mail: knyazev.aleksei.87@gmail.com

Войнов Александр Владимирович
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: trapasha@mail.ru

Пришлюк Игорь Игоревич
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, курсант. E-mail: p.i.i.200013@mail.ru

Аннотация. В статье дан анализ модели трехфазного ветрогенератора, выполненный в программе «Ansys Maxwell 16».
Ключевые слова: программа, магнитная индукция, воздушный зазор.

В программе «Ansys Maxwell 16», предназначенной для анализа электромагнитных устройств, в том числе вращающихся электрических машин (ЭМ), построена трёхмер-

ная модель (рис. 1) проектируемого ветрогенератора, являющегося частью гибридного энергетического комплекса (ГЭК).

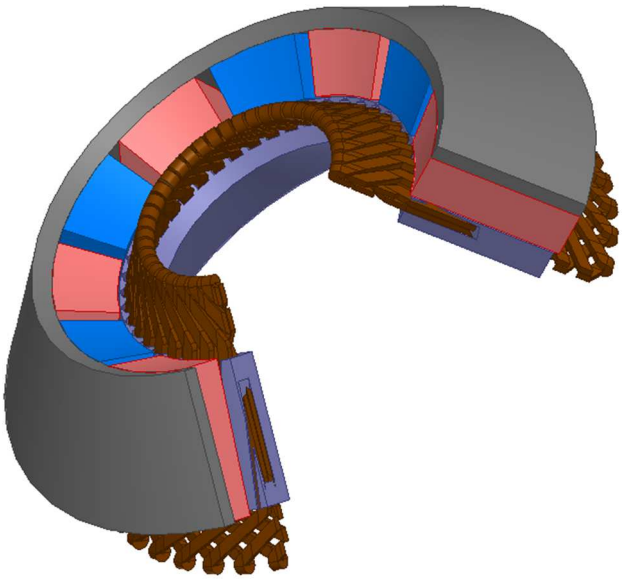

Рисунок 1 – Модель проектируемого трёхфазного синхронного генератора с постоянными магнитами в разрезе

При построении модели использованы результаты расчётов, выполненных на основе разработанной методики проектирования синхронных генераторов с постоянными магнитами [1]. В качестве исходных данных для построения модели использованы геометрические размеры магнитопроводов, угол наклона воздушного зазора к оси вращения ротора, количество и размер пазов, сечение проводников обмотки якоря и их количество в пазу и другие параметры [2–5]. Кроме того, при создании модели учтены свойства активных материалов путем назначения каждому элементу определенного материала. Обмотке якоря был назначены свойства меди, постоянным магнитам – свойства сплава неодим-железо-бор Nd2Fe14B марки N35, магнитопроводам якоря и индуктора – свойства электротехнической стали Somaloy-1000 (рис. 2).

После построения модели и задания необходимых условий моделирования выполнен анализ. Модель была исследована при заданной частоте вращения, соответствующей расчётной в номинальном режиме работы.

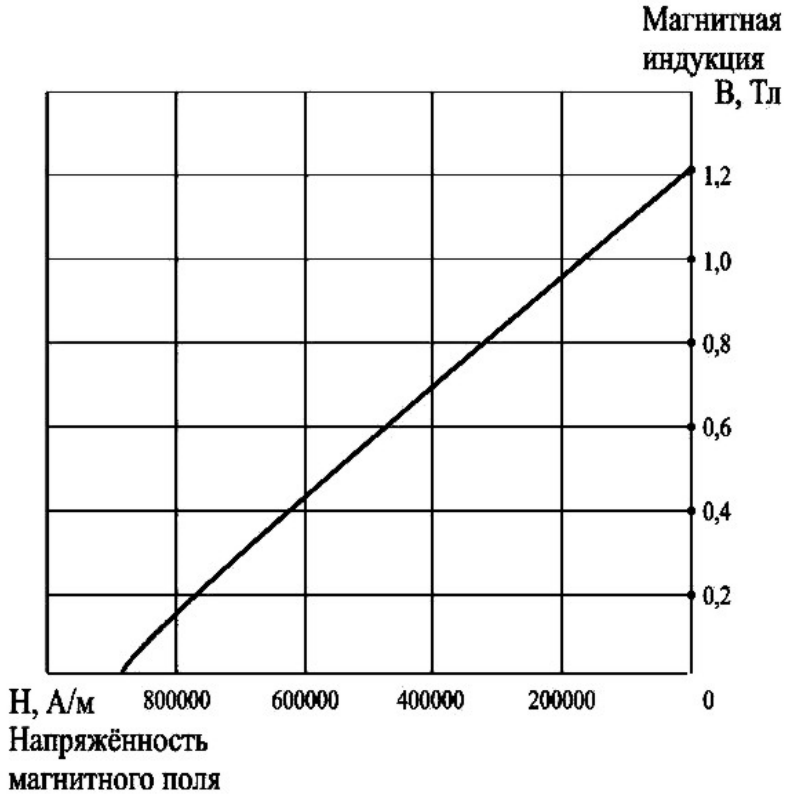

Рисунок 2 – Кривая размагничивания неодимового магнита марки N35

В результате расчёта модели получены осциллограммы фазных напряжений на холостом ходу, представленные на рисунке 3.

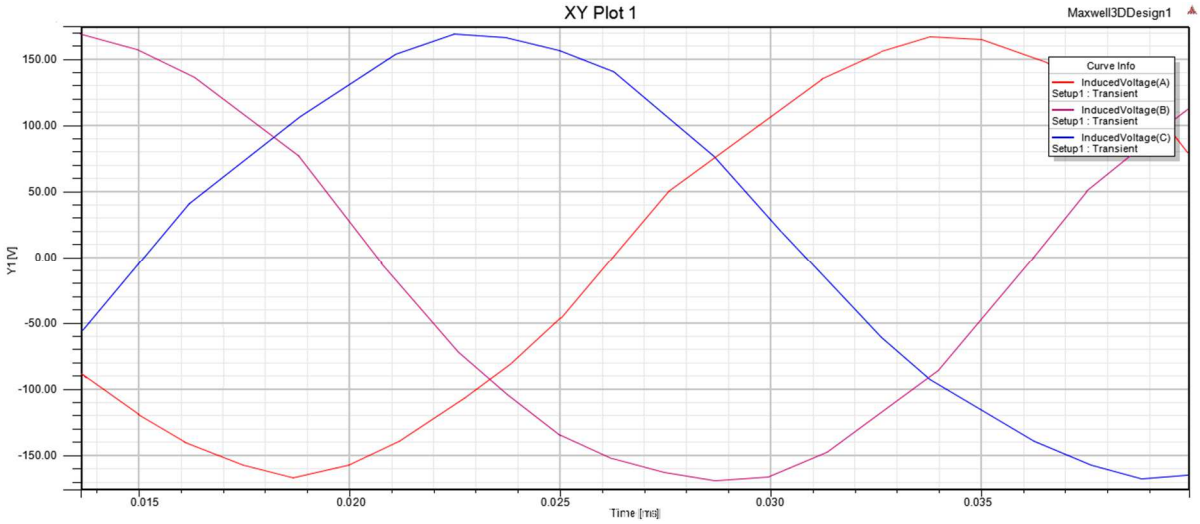

Рисунок 3 – Осциллограммы фазных напряжений на холостом ходу

Амплитуда фазного напряжения при частоте вращения 4000 об/мин составила $U_М$ = 170 В, при этом величина действующего напряжения равна:

$$U_{\phi} = \frac{U_M}{\sqrt{2}} \qquad (1)$$

Вычисляем:

$$U_{\phi} = \frac{170}{\sqrt{2}} = 120,2 \text{ В}.$$

При работе на активно-индуктивную нагрузку, электрическая схема которой представлена на рисунке 4, действующее значение фазного напряжения составило 115 В, при этом фазный ток составил 42,5 А.

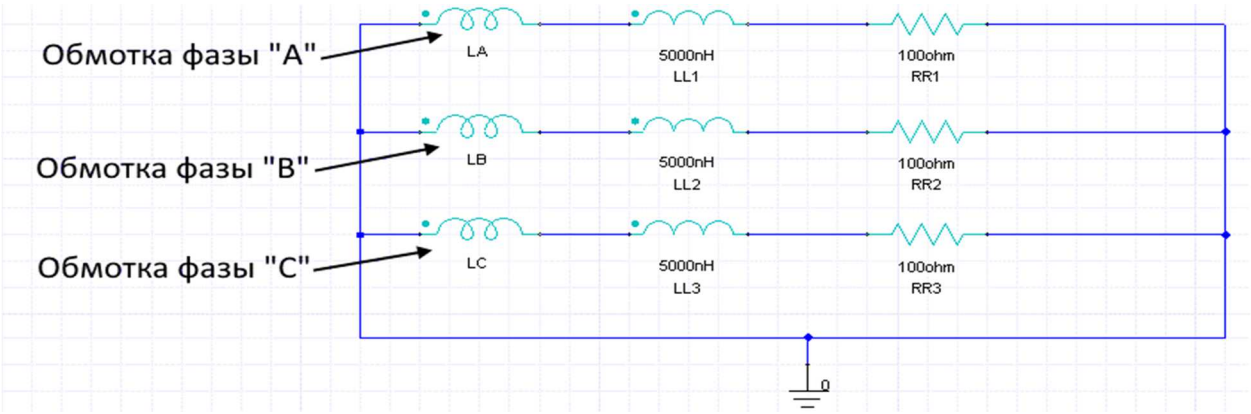

Рисунок 4 – Электрическая схема с обмотками генераторав программе «Ansys Maxwell Circuit Editor»

Кроме расчёта фазных напряжений и токов в программе «Ansys Maxwell 16» можно вычислить значение магнитной индукции в любой части модели. Для наглядности полученные результаты могут быть представлены в виде графической картины. Картина распределения магнитной индукции в воздушном зазоре представлена на рисунке 5, картина распределения магнитной индукции в магнитопроводе индуктора представлена на рисунке 6.

Анализ результатов исследования показал, что расхождение внешних и частотных характеристик генератора, полученных в результате компьютерного моделирования и полученных с использованием разработанных методов и формул, составило в среднем 5 % (фазное напряжение на холостом ходу и под нагрузкой, значения индукции в воздушном зазоре, в зубцах якоря и др.). Это позволяет сделать вывод о пригодности использования разработанных методов и формул при расчёте параметров ЭМ с ПМ.

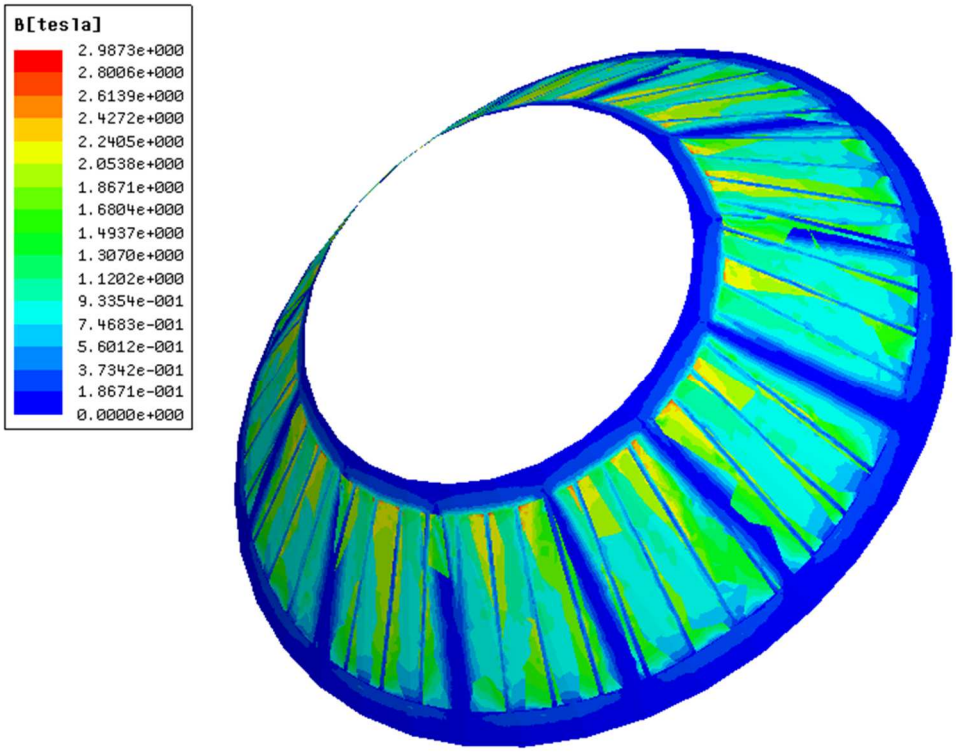

Рисунок 5 – Картина распределения магнитной индукции в воздушном зазоре

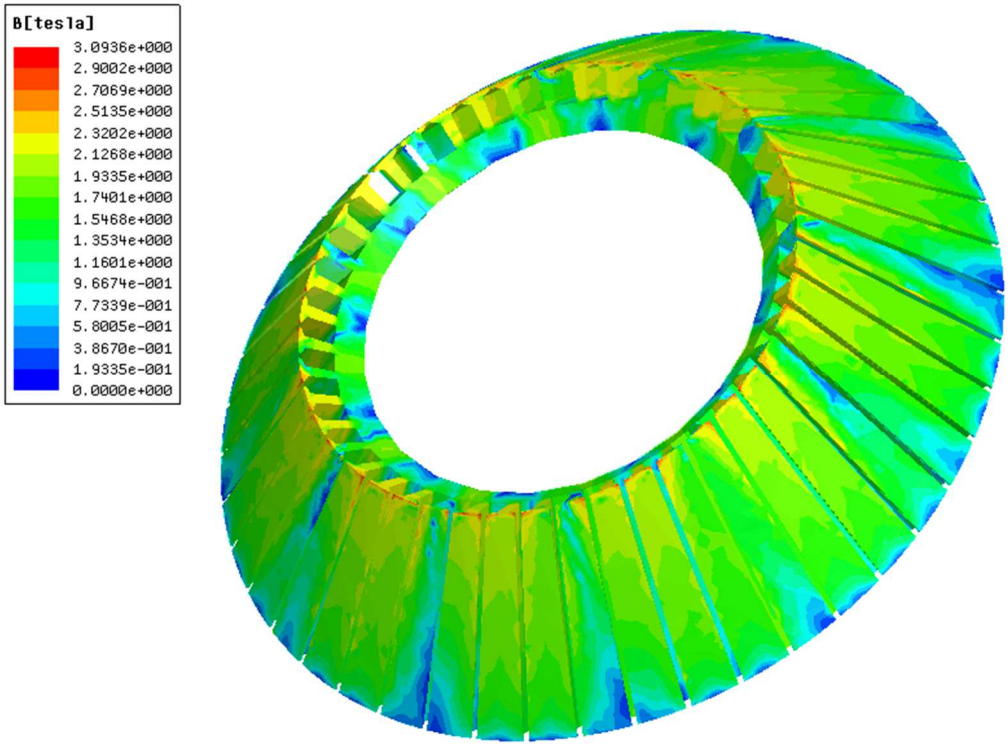

Рисунок 6 –Картина распределения магнитной индукции в магнитопроводе якоря

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Администрации Краснодарского края в рамках научного проекта № 19-48-230009 р_а.

Литература

1. Методика расчета синхронных электрических машин с возбуждением от постоянных магнитов для ветро-солнечных генераторных установок / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов // Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Естественно-математические и технические науки. – 2017. – Вып. 1 (196). – С. 96–106. – URL : http://vestnik.adygnet.ru

2. Analysis of the Dependence of the Mass of Equivalent Electric Machines on the Angle of Inclination of the Air Gap to the Axis of Rotation of the Rotor / Ya.M. Kashin, A.S. Kntasev, L.E. Kopelevich // Сб. Матер. Междунар. мультидисц. конф/ по пром. инжинирингу и современным технологиям FarEastCon-2020 (International Multi-Conference on Industrial Engineering and Modern Technologies «FarEastCon-2020»). – Владивосток, 2020. Номер категории CFP20M35-ART, код 165655. Номер статьи 9271159.

3. Кашин Я.М. Универсальные главные размеры электрических машин / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Сборник научных статей по материалам IV Всероссийской науч.-практ. конференция «АВИАТОР» 16–17 февраля 2017 г. Воронеж, 2017. – С. 34–41.

4. Программа расчёта размеров магнитной системы эквивалентных электрических машин / Я.М. Кашин, А.С. Князев, А.Я. Кашин, В.А. Ким // Свидетельство РФ об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2017619234, заявл. 17.06.2017; зарегистр. 17.08.2017.

5. Исследование зависимости мощности синхронных электрических машин от главных размеров и частоты вращения ротора / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев, А.В. Ракло // Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Естественно-математические и технические науки. – 2016. – Вып. 3(186). – С. 99–108. – URL : http://vestnik.adygnet.ru

УДК 621.314.58

ПРИМЕНЕНИЕ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ АЭРОДРОМОВ И ВОЗДУШНЫХ СУДОВ

Киселев Сергей Петрович
Краснодарское высшее военное авиационное училище летчиков, кандидат технических наук, преподаватель кафедры авиационного и радиоэлектронного оборудования.

Аннотация. Обосновано применение ВИЭ для электроснабжения конструкция двухвходового двухроторного ветро-солнечного генератора для гибридного энергетического комплекса.
Ключевые слова: возобновляемые источники энергии; ветро-солнечный генератор, двухвходовая электрическая машина.

Обостряющаяся экологическая обстановка и возрастающий в последнее время энергетический кризис, с одной стороны, близкое к истощению состояние запасов органического топлива и в то же время смещение перспективных взглядов на ядерную энергетику, с другой стороны, привели к естественной активизации поисков других, альтернативных экологически чистых источников энергии.

Едва начавшейся эре энергии полезных органических ископаемых уже сейчас грозит закат в силу трех следующих обстоятельств: ограниченность органических ископаемых, их невосполнимость и экологическое загрязнение окружающей среды при их использовании [1].

В настоящее время вопросы использования ВИЭ актуальны для всех стран мира, хотя и в силу различных обстоятельств. Для промышленно развитых государств, зависящих от импорта топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) или, напротив, стран, богатых этими ресурсами, – это экологическая безопасность, завоевание рынков сбыта оборудования. Для развивающихся стран использование ВИЭ – это быстрый путь к улучшению социально-бытовых условий населения.

Для мировой общественности в целом – это возможность избежания глобального энергетического и экономического кризиса в недалеком будущем [2]. Судя по темпам освоения ВИЭ в мировом масштабе, представляется, что ВИЭ – это не альтернатива существующей энергетики, а энергетика будущего, причем недалекого.

Для правильной ориентации в проблеме разработки электрических машин, использующих ВИЭ, важно знать, насколько перспективно избранное направление исследования для электроснабжения локальных объектов – аэродромов, погранзастав и пр.

В природе известны следующие пять основных источников энергии, на сегодняшний день освоенные человеком [3–5]:

– солнечное излучение;
– движение и притяжение Солнца, Луны и Земли;
– тепловая энергия ядра Земли, а также химических реакций и радиоактивного распада в ее недрах;
– ядерные реакции;
– химические реакции различных веществ.

Первые три источника из перечисленных относятся к возобновляемым, т.е. к источникам, не являющимся следствием целенаправленной деятельности человека, а постоянно существующим (или периодически возникающим) в природе. По своим запасам возобновляемые источники энергии намного превосходят невозобновляемые, т.е. «истощаемые». Так, солнечное излучение оценивается в $1{,}2 \times 10^{17}$ Вт, т.е. на каждого человека приходится более 2×10^{7} Вт, в то время как для создания комфортных условий жизни требуется в среднем 2×10^{3} Вт на человека [4, 6].

Использование для альтернативной энергетики обычных электрических машин (ЭМ) либо неэффективно, либо невозможно, особенно если речь идет о комплексном использовании нескольких ВИЭ в рамках одной энергосистемы [5].

В последнее время использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ) во всех областях, в том числе и в авиации, возрастает. ВИЭ целесообразно применять для электроснабжения удаленных военных объектов (аэродромов, погранзастав и пр.), а также для воздушных судов (ВС). Это требует разработки новых типов преобразователей, позволяющих эффективно использовать ВИЭ.

Особо следует отметить роль ВИЭ в авиации, на воздушных судах (ВС), где минимизация массы оборудования ВС является одним из основных тактико-технических требований. Значительную долю общей массы ВС занимают источники и потребители электрической энергии. Так, в настоящее время установленная мощность потребителей электрической энергии на ВС достигает более 1000 кВт и более. Ясно, что снижение мощности источников электрической энергии за счет ВИЭ позволит существенно снизить общую массу ВС.

В связи с этим к основной проблеме в области электромеханики следует отнести [6, 7] создание электрических машин, использующих новые альтернативные источники энергии. Электромеханическое преобразование энергии и в будущем будет основным в электроэнергетике, поэтому создание генераторных установок для аэродромов и воздушных судов, использующих альтернативные источники энергии, является особой заботой авиационных энергетиков.

Важным является вопрос одновременного комплексного использования нескольких видов ВИЭ в одной энергосистеме. Это позволит более эффективно использовать эти ВИЭ, например, кинетическую энергию ветра, световую и тепловую энергию Солнца одновременно.

При использовании ВИЭ для электроснабжения аэродромов и воздушных судов важным требованием к ЭМ, преобразующим энергию ВИЭ, является возможность суммирования энергии, вырабатываемой несколькими видами ВИЭ, например энергии ветра и солнца, поступающих одновременно на два (три) входа ЭМ, откуда и пошло название подобных машин – «двухвходовые» [9–16], «трехвходовые» [17–20].

Главным достоинством многовходовых ЭМ и комплексных систем является возможность использования их как в солнечную, так и в ветреную погоду, а более успешно в солнечно-ветреную погоду, чего лишены другие преобразователи энергии.

Литература

1. Гайтов Б.Х. Проблема преобразования возобновляемой энергии в двухмерных электрических машинах / Б.Х. Гайтов,

А.В. Косолапов, Т.Б. Гайтова, А.В. Самородов // Сб. тр. V междунар. конф. «Электромеханика, электротехнологии и электроматериаловедение» – МКЭЭЭ-2003. – Алушта, 2003 – С. 616–620.

2. Безруких П.П. Нетрадиционная энергетика // Российский химический журнал. – 1997. – Т. XLI. – № 6. – С. 82–92.

3. Берковский Б.М. Возобновляемые источники энергии на службе человека / Б.М. Берковский, В.А. Кузьминов. – М. : Энергоиздат, 1987. – 96 с.

4. Васильев Ю.С. Экология использования возобновляющихся энергоисточников / Ю.С. Васильев, Н.И. Хрисанов. – Л. : Изд-во ЛГУ, 1991. – 343 с.

5. Гайтова Т.Б. Нетрадиционные электротехнические комплексы (теория, расчет и конструкции) : монография / Т.Б. Гайтова, Я.М. Кашин. – Краснодар : Краснодарский ВАИ, 2004 – 403 с.

6. Безруких П.П. Научно-техническое и методологическое обоснование ресурсов и направлений использования возобновляемых источников энергии : дис. … д-ра техн. наук. – М., 2003. – 268 с.

7. Копылов И.П. Электромеханика планеты Земля. – М. : Изд-во МЭИ, 1997. – 112 с.

8. Копылов И.П. Гелиоэлектромеханика. – М. : Изд-во МЭИ, 2002. – 116 с.

9. Патент 2688213 RU. 03.08.2018. Двухвходовый двухроторный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич // Опубл. 21.05.2019 г. Бюл № 15.

10. Патент 2561504 RU. 16.06.2014. Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов // Опубл. 03.08.2015. Бюл. № 24.

11.Патент 2655379 RU. 17.04.2017. Синхронизированный аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Опубл. 28.05.2018 г. Бюл № 16.

12.Патент 2685424 RU. 03.08.2018. Стабилизированная двухвходовая ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 18.04.2019 г. Бюл № 11.

13. Патент 2688211 RU. 03.08.2018. Двухвходовая ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 25.05.2019 г. Бюл № 15.

14. Гайтов Б.Х. Двухмерная электрическая машина-генератор для автономных систем электроснабжения / Б.Х. Гайтов, А.В. Самородов, Л.Е. Копелевич, Я.М. Кашин // Краснодар: Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2013. – № 1–2. – С. 66–69.

15. Гайтов Б.Х. Ветро-солнечный генератор для систем автономного электроснабжения / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.В. Самородов, А.Я. Кашин, А.О. Схашок, В.А. Ким. – М. : Электричество, 2018. – № 1. – С. 19–27.

16. Гайтов Б.Х. Система автономного электроснабжения на базе аксиальных электромагнитных устройств / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, Ю.П. Ясьян // Труды КубГАУ. – № 2011. – № 6(33). – С. 205–210.

17. Патент 2636387 RU. 30.01.2017. Аксиальный трехвходовый ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.А. Яковенко // Опубл. 23.11.2017. Бюл. № 33.

18. Патент 2707963 RU. 06.06.2019. Трехвходовая двухмерная ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 03.12.2019. Бюл. № 34.

19. Патент 2736200 RU, 04.02.2020. Аксиальный трехвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, И.Б. Самородов // Опубл. 12.11.2020. Бюл № 32.

20. Патент 2589730 RU, 29.07.2015. Трехвходовая аксиальная генераторна установка / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 10.07.2016. Бюл № 19.

УДК 621.314.58

КОНСТРУКЦИЯ ВЕТРО-СОЛНЕЧНОГО ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Копелевич Лев Ефимович
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: kkllev@mail.ru

Ким Владислав Анатольевич
Кубанский государственный технологический университет, аспирант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: vladk-kub@mail.ru

Артенян Корюн Завенович
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: zevs4998@mail.ru

Аннотация. Разработана конструкция двухвходового двухроторного ветро-солнечного генератора для гибридного энергетического комплекса.

Ключевые слова: ротор, возобновляемые источники энергии; ветро-солнечный генератор.

Увеличение потребления электроэнергии локальными объектами требует обустройства дополнительных пунктов электроснабжения.

Использование ветра как альтернативного источника питания [1–5] часто сдерживается тем, что скорость ветра непостоянна. Это требует стабилизации выходных параметров напряжения или применения систем накопления энергии, что приводит к повышению стоимости электроэнергии.

Другим, не менее важным, является комплексное использование нескольких видов возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Это позволяет более эффективно их использовать. Суммирование энергии нескольких ВИЭ позволяет увеличить мощность получаемой электроэнергии и в достаточной степени выровнять график её выработки [6].

В рамках проекта разработан ряд ветро-солнечных генераторов [7–14 и др.], которые могут быть использованы в гибридных энергетических комплексах, в том числе для электроснабжения локальных объектов.

Разработке одного из таких разработанных авторами ветро-солнечных генераторов [7] посвящена данная работа.

Двухвходовый двухроторный ветро-солнечный генератор (ВСГ) (рис. 1) содержит: корпус 1, вал 20, индуктор, состоящий из постоянного многосекционного магнита 2 с обмоткой 10 возбуждения, и магнитопровод 12 с многофазной обмоткой 11 якоря.

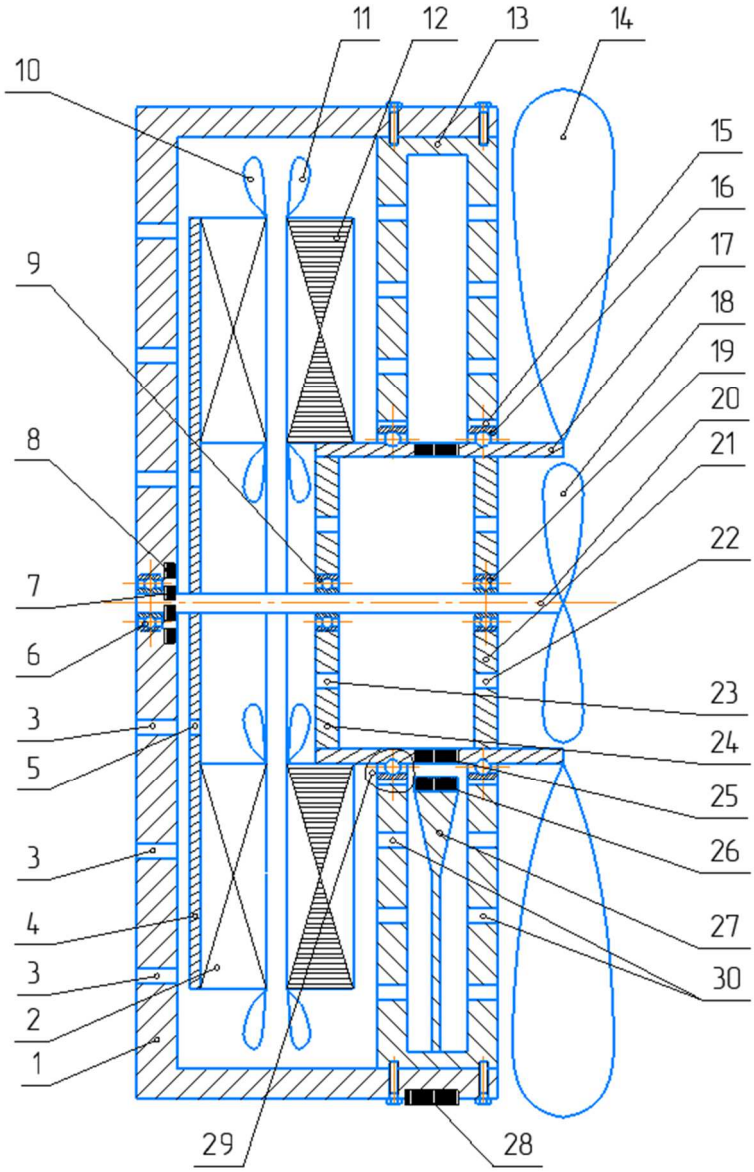

Рисунок 1 – Конструкция двухвходового двухроторного ветро-солнечного генератора

Магнит 2 закреплен на валу 20 посредством заднего диска 4 с вентиляционными отверстиями 5, а в корпусе 1 выполнены вентиляционные отверстия 3 и установлен полый вал 17.

Полый вал 17 закреплен внутри совмещенной подшипниковой опоры, состоящей из корпуса 13 с вентиляционными отверстиями 30, двумя посадочными желобами 15 и двумя шарикоподшипниками 29.

Внутренние кольца шарикоподшипников 29 совмещены с полым валом 17 и выполнены в форме желобов. В посадочных желобах 15 корпуса 13 совмещенной подшипниковой опоры зафиксированы наружные кольца 16 шарикоподшипников 29.

На конце полого вала 17 закреплено внешнее ветроколесо 14, а на конце вала 20 ВСГзакреплено внутреннее ветроколесо 18.

Вал 20 ВСГ и полый вал 17 выполнены с возможностью вращения друг относительно друга и корпуса 1 ВСГ вокруг их общей оси симметрии. Вал 20 ВСГ закреплен внутри полого вала 17 посредством переднего 19 и среднего 9 подшипников, установленных внутри переднего 21 и среднего 24 дисков с вентиляционными отверстиями 22 и 23, и в корпусе 1 ВСГ – посредством радиально-упорного подшипника 6, рядом с которым на валу 20 закреплены два боковых токосъемных кольца 7, соединенных с обмоткой 10 возбуждения, а напротив них в корпусе 1 ВСГ установлены два скользящих контакта 8, соединенных с токосъемными кольцами 28.

В средней части внешней боковой поверхности полого вала 17 установлены внутренние токосъемные кольца 25. Напротив них на штанге-держателе 27 установлены скользящие контакты 26, соединенные с токосъемными кольцами 28.

Двухвходовый двухроторный ВСГ работает следующим образом.

Величина выходного напряжения U ВСГ определяется по формуле:

$$U = CnФ, \tag{1}$$

где C – конструктивный коэффициент, n – частота вращения ротора, зависящая от скорости ветра, $Ф$ – магнитный поток возбуждения.

Частота выходного напряжения U ВСГ определяется по формуле:

$$f = pn : 60, \tag{2}$$

где p – число пар полюсов, n – частота вращения ротора, зависящая от скорости ветра.

Электроэнергия постоянного тока в виде напряжения (например, полученного путем преобразования световой энергии Солнца) подается через токосъемные кольца 28, скользящие контакты 8 и боковые токосъемные кольца 7 на обмотку 10 возбуждения. По ней протекает ток, создающий магнитный поток, направленный согласно с магнитным потоком, создаваемым магнитом 2 индуктора. Эти магнитные потоки суммируются.

Механическая энергия вращения поступает в двухроторный ВСГ от набегающего воздушного потока (например, ветра), который разделяется на два контура.

Воздушный поток первого воздушного контура обтекает поверхность внешнего ветроколеса 14. В результате этого полый вал 17 и закрепленный на его внутреннем конце магнитопровод 12 с обмоткой 11 якоря, приводятся во вращение.

Воздушный поток второго воздушного контура обтекает поверхность внутреннего ветроколеса 18. При этом вал 20 и закрепленный на нем магнит 2 с обмоткой 10 возбуждения также приводятся во вращение.

Скорость вращения магнитопровода 12 с обмоткой 11 якоря, приводимого во вращение внешним ветроколесом 14, выше, чем скорость вращения магнита 2 с обмоткой 10 возбуждения, приводимого во вращение внутренним ветроколесом 18, так как диаметр внешнего ветроколеса 14 больше диаметра внутреннего ветроколеса 18. Поэтому магнитопровод 12 обмоткой 11 якоря, вращается относительно магнита 2 индуктора с обмоткой 10 возбуждения с угловой скоростью

$$\omega = \omega_1 - \omega_2, \tag{3}$$

где ω – скорость вращения магнитопровода 12 с обмоткой 11 якоря, относительно магнита 2 с обмоткой 10 возбуждения, ω_1 – скорость вращения аксиального магнитопровода

12 с обмоткой 11 якоря, относительно корпуса 1; ω_2 – скорость вращения магнита 2 с обмоткой 10 возбуждения относительно корпуса 1.

При вращении магнитопровода 12 с обмоткой 11 якоря относительно магнита 2 с обмоткой 10 возбуждения суммарный магнитный поток взаимодействует с обмоткой 11 якоря, и наводит в ней многофазную систему ЭДС. Эта ЭДС подается на установленные в средней части внешней боковой поверхности полого вала 17 внутренние токосъемные кольца 25, соединенные с фазами обмотки 11 якоря. С внутренних токосъемных колец 25 многофазная ЭДС снимается скользящими контактами 26, соединенными с токосъемными кольцами 28. С токосъемных колец 28 многофазная система ЭДС подается в сеть.

При изменении скорости набегающего воздушного потока пропорционально изменяются скорость вращения магнитопровода 12 с обмоткой 11 якоря относительно корпуса 1 ВСГ (ω_1) и скорость вращения магнита 2 индуктора с обмоткой 10 возбуждения относительно корпуса 1 ВСГ (ω_2). При этом скорость вращения магнитопровода 12 с обмоткой 11 якоря, относительно магнита 2 с обмоткой 10 возбуждения (ω) в соответствии с формулой (3) остается постоянной. Следовательно, величина и частота выходного напряжения, определяемые по формулам (1) и (2) остаются постоянными или их отклонение от номинального минимально. Этим обеспечивается высокое качества выходного напряжения, то есть ВСГ может использоваться для электроснабжения потребителей, критичных к качеству питающего напряжения.

Охлаждение внутренних элементов двухроторного ВСГ осуществляется следующим образом. Воздушный поток первого воздушного контура, обтекая поверхность внешнего ветроколеса 14 проходит через вентиляционные отверстия 30, обтекает с внешней стороны магнитопровод 12 с обмоткой 11 якоря и магнит 2 индуктора с уложенной между его секциями обмоткой 10 возбуждения, охлаждает их и выходит через вентиляционные отверстия 3. Воздушный поток второго воздушного контура, обтекая поверхность внутреннего ветроколеса 18 проходит через вен-

тиляционные отверстия 22 переднего диска 21, вентиляционные отверстия 23 заднего диска 24 обтекает с внутренней стороны магнитопровод 12 с обмоткой 11 якоря, и магнит 2 индуктора с уложенной между его секциями обмоткой 10 возбуждения, охлаждает их и выходит через вентиляционные отверстия 5 заднего диска 4 и вентиляционные отверстия 3.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Администрации Краснодарского края в рамках научного проекта № 19-48-230009 р_а.

Литература

1. Кашин Я.М. Ветросолнечная двухвходовая генераторная установка / Я.М. Кашин, А.М. Квон, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Сельский механизатор. – 2019. – № 7. – С. 32–34.

2. Кашин Я.М. Характеристики синхронизированной двухвходовой генераторной установки / Я.М. Кашин, А.М. Квон, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Сельский механизатор. – 2019. – № 8. – С. 34–35.

3. Зеленская Е.А. Ветро-солнечные генераторы для электроснабжения объектов нефтегазовой отрасли / Е.А. Зеленская, Б.Х. Гайтов, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, Я.М. Кашин, Н.В. Ладенко // Газовая промышленность. – 2014. – № 6(707) – С. 114–117.

4. Гайтов Б.Х. Система автономного электроснабжения на базе аксиальных электромагнитных устройств / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, Ю.П. Ясьян // Труды КубГАУ. – 2011. – № 6(33). – С. 205–210.

5. Сокольский А.К. Ветроэнергетика за рубежом и в России – современное состояние и перспективы / А.К. Сокольский // Сб. «Возобновляемые источники энергии». – М. : МГУ, 2005. – С. 135–154.

6. Гайтова Т.Б. Нетрадиционные электротехнические комплексы (теория, расчет и конструкции) : монография / Т.Б. Гайтова, Я.М, Кашин. – Краснодар : Краснодарский ВАИ, 2004. – 403 с.

7. Патент 2688213 RU. 03.08.2018. Двухвходовый двухроторный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич // Опубл. 21.05.2019 г. Бюл № 15.

8. Патент 2561504 RU. 16.06.2014. Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов // Опубл. 03.08.2015. Бюл. № 24.

9. Патент 2636387 RU. 30.01.2017. Аксиальный трехвходовый ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.А. Яковенко // Опубл. 23.11.2017. Бюл. № 33.

10. Патент 2655379 RU. 17.04.2017. Синхронизированный аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Опубл. 28.05.2018 г. Бюл № 16.

11. Патент 2685424 RU. 03.08.2018. Стабилизированная двухвходовая ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 18.04.2019 г. Бюл № 11.

12. Патент 2688211 RU. 03.08.2018. Двухвходовая ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 25.05.2019 г. Бюл № 15.

13. Патент 2707963 RU. 06.06.2019. Трехвходовая двухмерная ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 03.12.2019. Бюл. № 34.

14. Патент 2736200 RU, 04.02.2020. Аксиальный трехвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, И.Б. Самородов // Опубл. 12.11.2020. Бюл № 32.

УДК 681.5

ФОРМАЛИЗАЦИЯ ЗАДАЧИ УПРАВЛЕНИЯ ДЛИТЕЛЬНОСТЬЮ ПРОЦЕССА СБРАЖИВАНИЯ БИОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Лубенцова Елена Валерьевна
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, доцент, профессор кафедры автоматизации производственных процессов. E-mail: elena-v-l@mail.ru
Ожогова Екатерина Васильевна
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: ozhogova.e.v@mail.ru

Аннотация. Осуществлено обоснование целевой функции для управления процессом сбраживания и рассмотрены условия ее применения для определения оптимальной длительности процесса, протекающего в биореакторах периодического действия. Актуальность рассматриваемой задачи управления циклом работы биореактора обусловлена, с одной стороны, необходимостью наращивания мощности биогазовых установок с несколькими биореакторами периодического действия и большой вариабельностью длительности, приводящей к колебаниям производительности в течение различных циклов и в разных биореакторах (до 100 %), с другой стороны. Оптимальное решение получено с учетом прошедших процессов сбраживания.
Ключевые слова: процесс сбраживания, биогазовая установка, биореактор периодического действия, целевая функция, длительность процесса.

Среди первых технологических платформ, которые планируется создать, целый ряд напрямую связан с биотехнологиями. К 2030 году, по данным Организации экономического сотрудничества и развития, с помощью биотехнологий будет производиться половина сельскохозяйственных продуктов [1]. Перспективным направлением в сельскохозяйственном производстве является получение энергии за счѐт биотехнологий [2].

Повышенный интерес к альтернативной энергетике связан с ограниченными запасами традиционного топлива и, как следствие, с постоянным повышением тарифов на электрическую и тепловую энергию [3].

Процессы биосинтеза в биогазовых установках (БГУ) протекают на сложных органических средах с трудновоспроизводимым и часто не вполне известным составом. Прививочный материал, используемый для засева, характеризуется изменчивостью своей биологической активности в зависимости от множества факторов (длительности хранения, времени года, вида сырья, на котором он получен, и др.). Эти причины приводят к плохой воспроизводимости процессов БГУ и колебаниям производительности процесса, а также колебаниям продуктивности. Эти колебания отчасти обусловлены нарушением режима ведения процесса за счет невысокого качества работы САУ и многих других неустановленных факторов. Помимо колебаний производительности, для БГУ характерны некоторые различия усредненных характеристик отдельных аппаратов по продуктивности, вызванные невоспроизводимостью гидродинамических характеристик биореакторов, связанных с перемешиванием среды в биогазовом реакторе.

Сочетание перечисленных факторов может приводить к колебаниям производительностей в течение различных циклов и в разных биореакторах (до 100 %). Столь существенные колебания характеристик делают актуальным решение задачи определения оптимальной длительности процесса сбраживания в БГУ с учетом усредненных характеристик прошедших процессов в биореакторе.

В зависимости от количества реакторов биогазовой установки и режима их работы (непрерывный, полунепрерывный или периодический) может быть несколько алгоритмов управления циклом работы биореактора [5].

При управлении биореактором, работающим в непрерывном режиме с непрерывной подачей субстрата, когда, например, ежедневно из биореактора сливается 1/20 объема шлама, и такое же количество сырья заливается, можно добиться равномерного выделения газа, но биоудобрения получаются некачественными, по-

скольку в сливаемом шламе находится 1/20 неперебродившего сырья [4]. Это вредно также и с экологической точки зрения. Для доведения биоудобрений до требуемой кондиции в таком случае необходим процесс дображивания, что требует изменения технологии производства биогазовых установок.

В периодическом режиме после загрузки и разогрева сырья до требуемой температуры может пройти неделя, пока выделение газа достигнет номинальных величин. Цикл сбраживания длится от двух недель до месяца, но шлам сливают тогда, когда выделение газа заметно падает, что не соответствует оптимальному моменту окончания процесса. Шлам сливают на две трети, оставляя в реакторе одну треть в качестве «закваски». Затем цикл повторяется. Очевидно, что при таком прерывистом алгоритме работы биогазовой установки, трудно добиться стабилизации цикла работы биореактора, причем выделение газа не является равномерным, а следовательно стабильность подачи биогаза при использовании его для каких-то полезных целей не обеспечивается.

В режиме работы биореактора с подпиткой субстратом, которая служит эффективным управляющим воздействием на процесс сбраживания, момент окончания процесса должен корректироваться с учетом времени, затрачиваемого для проведения лабораторных анализов концентрации субстрата. При независимой работе биореакторов, задача управления решается для каждого биореактора в отдельности. Такая же ситуация складывается, если БГУ содержит лишь один биореактор. Оптимальное время сбраживания зависит от дозы загрузки биореактора и температуры процесса сбраживания [6]. Если время сбраживания выбрано слишком малым, при выгрузке сброженной биомассы бактерии из реактора вымываются быстрее, чем могут размножаться, и процесс ферментации практически останавливается. Слишком продолжительное выдерживание сырья в реакторе не отвечает задачам получения наибольшего количества биогаза и биоудобрений за определенный промежуток времени [7]. С учетом отмеченных технологических особенностей для наращивания мощности биогазовой установки с несколькими биореакторами периодического действия задача управления циклом работы биореактора с учетом прошедших процессов сбраживания является акту-

альной. Продуктивность (П), полученная в совокупности во всех прошедших ферментациях и в текущей (k + 1)-й, определяется так:

$$П = \sum_{i=1}^{k} П_i + П_{k+1}(T_{k+1}), \qquad (1)$$

где $П_i$ – продуктивность, полученная в i-й ферментации; $Пk + 1$ – продуктивность, полученная в текущей (k + 1)-й ферментации: k – число циклов ферментаций.

Время ($T_Ц$), за которое получена продуктивность $П$, определяется так:

$$T_Ц = \sum_{i=1}^{k} T_{Цk} + T_{Цk+1} + T_{Hk} + T_{Hk+1}, \qquad (2)$$

где $T_{Цk}$ – длительность цикла при проведении k-ой ферментации; $T_{Цk+1}$ – длительность цикла при проведении текущей (k + 1)-й ферментации; T_{Hi} – длительность предварительного нагрева субстрата при проведении k-ой ферментации; $T_{H,i+1}$ – длительность предварительного нагрева субстрата при проведении текущей (k + 1)-й ферментации.

С учетом (1) и (2) целевая функция запишется в виде:

$$I = \frac{П}{T_Ц} = \frac{\sum_{i=1}^{k} П_i + П_{k+1}(T_{k+1})}{\sum_{i=1}^{k} T_{цi} + T_{ц\,k+1} + T_{Hi} + T_{H,k+1}} \to \max_{\vec{U}}, \qquad (3)$$

где $\vec{U}$ – вектор параметров управления.

Воспользовавшись необходимым и достаточным условием экстремума, для выражения (3) можно получить условия окончания (k + 1)-й ферментации с учетом всех k ферментаций, прошедших в данном аппарате:

$$\left.\frac{dI}{dt_{k+1}}\right/_{t_{k+1}=T_{k+1}} = 0, \qquad (4)$$

$$\left.\frac{d^2 I}{dt^2{}_{k+1}}\right/_{t_{k+1}=T_{k+1}} < 0. \qquad (5)$$

Целевая функция I условной продуктивности БГУ по газу в денежном выражении приобретает смысл средней производительности биореактора по прибыли за k циклов и записывается в виде:

$$I = \frac{\sum_{i=1}^{k} Ц_Г \cdot V_{Гi}(T_i) - \sum_{i=1}^{k} З_i(V_i) - \sum_{i=1}^{k} З_{Дi} - \sum_{i=1}^{k}\sum_{j=1}^{m} V_{Гij} \cdot Ц_Г}{\sum_{i=1}^{k}(T_i + T_{Hi} + T_{H,i+1})}, \qquad (6)$$

где T_i – длительность i-го цикла ферментации; k – число циклов ферментаций; $Ц_Г$ – цена единицы объема биогаза; $V_{Гi}$ – выход биогаза, полученного в i-й ферментации; $\sum_{i=1}^{k} З_i(V_i)$ – затраты на получение продукции с единицы (биомассы) исходного материала; $\sum_{i=1}^{k} З_{Дi}$ – дополнительные затраты на i-ю операцию технологии (подогрев субстрата, перемешивание) при получении продукции; $\sum_{i=1}^{k}\sum_{j=1}^{m} V_{Гij}$ – возможные потери в денежном выражении, приходящиеся на k-ю ферментацию при выполнении j-ой технологической операции; THi – длительность предварительного нагрева субстрата при проведении k-ой ферментации; $T_{H,i+1}$ – длительность предварительного нагрева субстрата при проведении текущей (k + 1)-й ферментации.

Подставляя (6) в (4) и дифференцируя, можно получить после некоторых алгебраических преобразований условия окончания (k + 1)-й ферментации с учетом k прошедших в следующем виде:

$$\left.\frac{d\Pi_{k+1}(t_{k+1})}{dt_{k+1}}\right/_{t_{k+1}=T_{k+1}} = \frac{\sum_{i=1}^{k}\Pi_i + \Pi_{k+1}(T_{k+1})}{\sum_{i=1}^{k}T_i + T_{k+1} + T_{Hi} + T_{H,k+1}}, \qquad (7)$$

$$\left.\frac{d^2\Pi_{k+1}(t_{k+1})}{dt^2{}_{k+1}}\right/_{t_{k+1}=T_{k+1}} < 0. \qquad (8)$$

Поясним выражение (7) графиком на рисунке 1.

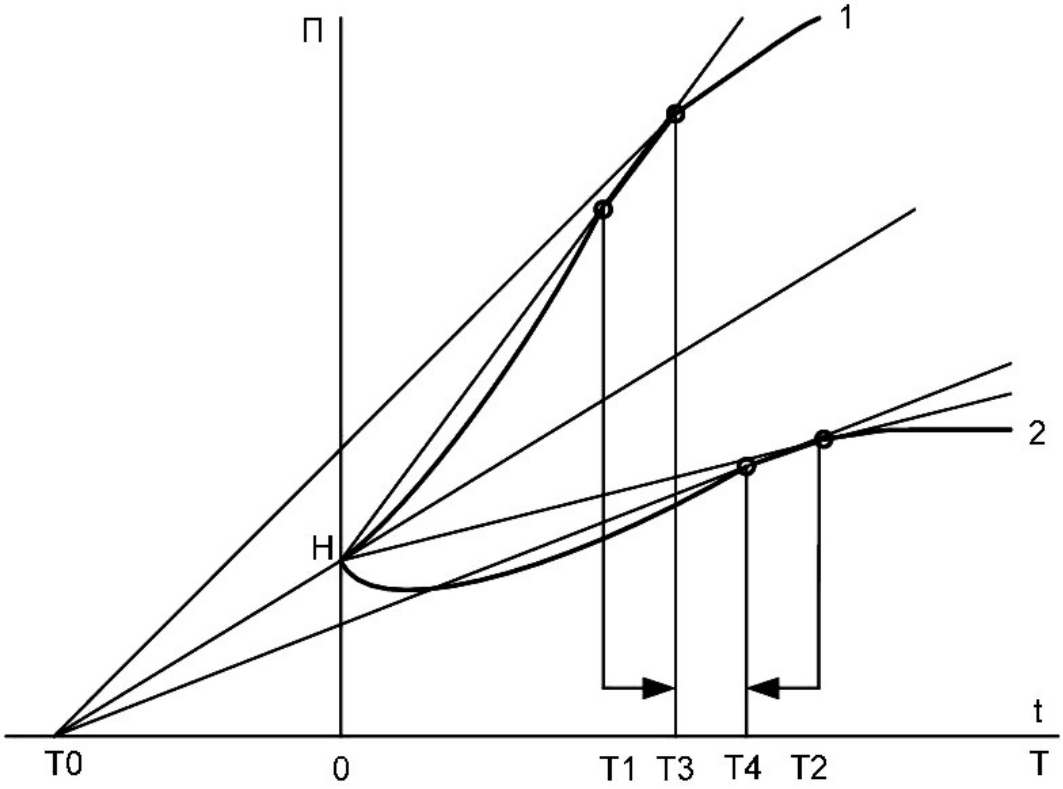

Рисунок 1 – К определению оптимальной длительности процесса сбраживания в биореакторе БГУ

Отрезок НО – суммарная производительность, полученная в прошедших ферментациях, T_0 – суммарная длительность прошедших ферментаций. Кривые 1 и 2 изображают два варианта текущей (k + 1)-й ферментации. Если задача определения времени слива решается без учета предшествовавших ферментаций, то моменты слива в случаях 1 и 2 будут определяться тангенсом угла наклона касательной из точки H к кривой $\Pi(T)$ и находиться в точках T_1 и T_2 соответственно.

В случае, когда необходим учет предшествующих ферментаций, касательная к кривой $П(T)$ проводится из точки Т0, что соответствует учету суммарного времени и суммарной продуктивности предшествующих ферментаций. При этом точки касания смещаются, и моментам сливов для кривых 1 и 2 соответствуют точки T_3 и T_4.

Следует обратить внимание, что для процесса 1, производительность которого выше средней, учет предшествующих ферментаций приводит к смещению момента слива вправо, т.е. к затягиванию процесса. Для процесса 2, производительность по прибыли которого ниже средней, учет предшествующих ферментаций приводит к ускорению момента слива аппарата.

В основе полученного результата лежит гипотеза о воспроизводимости усредненных характеристик биореактора, т.е. производительность данного биореактора в будущих ферментациях окажется в среднем такой же, как и в k прошедших. В таком случае целесообразным окажется некоторое продление ферментации с более высокой, чем средняя, производительностью, что способствует увеличению средних показателей производства.

Литература

1. URL : https://graintek.ru/registration/media/news/putin-sredi-pervykh-tekhnologicheskikh-platform-kotorye-my-namereny-sozdat-tselyjj-rjad-naprjamuju-svjazan-s-biotekhnologijami/ (дата обращения 10.09.2021).

2. Григораш О.В. Перспективы и особенности работы биогазоустановок / О.В. Григораш, А.В. Квитко, А.Р. Кошко // Политематический сетевой электронный научный журнал Кубанского государственного аграрного университета (Научный журнал КубГАУ). – Краснодар : КубГАУ, 2015. – № 108. – С. 1147–1163.

3. Возобновляемые источники электроэнергии : монография / О.В. Григораш [и др.]. – Краснодар, КубГАУ, 2012. – 272 с.

4. URL : https://teplofaq.net/index.php?view=items&cid=88:biogaz&id=6393:texnologiya-opisanie (дата обращения 14.09.2021).

5. Авторское свидетельство № 819800 А1 СССР, МПК G05D 27/00. Система автоматического управления периодическим процессом микробиологического синтеза: № 2774111: заявл.

28.05.1979: опубл. 07.04.1981 / В.Ф. Лубенцов, Я.А. Ханукаев, А.В. Бабаянц, Ю.Г. Колпиков; заявитель Грозненское научно-производственное объединение «Промавтоматика».

6. Веденев А.Г. Биотопливо. Состав сырья и параметры его переработки / А.Г. Веденев, Т.А. Веденева. – URL : https://www.diagram.com.ua/list/alter-energy/alter-energy034.shtml, свободный. – (дата обращения 25.02.2021).

7. Юсупбеков Н.Р. Управление процессами ферментации. Динамика процессов и синтез автоматических систем регулирования / Н.Р. Юсупбеков, А.В. Бабаянц, В.Ф. Лубенцов. – Ташкент : Издательство «Фан» АН Республики Узбекистан, 1986. – 164 с.

УДК 621.313

ВОЗБУЖДЕНИЯ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ МИКРОГЭС ГИБРИДНЫМИ СИСТЕМАМИ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

Муминов Махмуджон Умурзакович
Алмалыкский филиал Ташкентского государственного технического университета, старший преподаватель.
Ан А.Д.
Алмалыкский филиал Ташкентского государственного технического университета, ассистент.

Аннотация. Статья посвященаразработке гибридной системы возобновляемых источников для системы возбуждения синхронного генератора микрогидроэлектростанций (ГЭС). Как известно, возбуждения синхронных генераторов производиться за счёт электромагнитного воздействия на обмотку ротора. Задача применения электроэнергии солнечных панелей и ветре генератора для возбуждения автономных синхронных генераторов микроГЭС. Ротор генератора вращается из-за энергии приливов малых рек, обмотка возбуждения генератора питается постоянным током от аккумулятора, которая заряжается от солнечных батарей и ветрогенератора. Заряженность аккумулятора контролирует микроконтроллер.

Ключевые слова: Генератор, возбуждение, ротор, электромагнит, обмотка, гибрид, солнечная панель, ветрогенератор, синхронный, мощность, аккумулятор, резистор, источник.

В последние годы заметно усилилось внимание к поиску и освоению нетрадиционных источников энергии, которые отличаются от ископаемых органических ресурсов своими громадными запасами, т.е. они практически неисчерпаемы или периодически возобновляются [1, с. 12].

Одним из наиболее эффективных направлений развития нетрадиционной энергетики является использование энергии небольших водотоков с помощью микро и малых ГЭС. Это объясняется, с одной стороны, значительным потенциалом таких водотоков при сравнительной простоте их использования, а с другой –

практическим исчерпанием гидроэнергетического потенциала крупных рек. Объекты малой гидро энергетики условно делят на два типа: «мини» – обеспечивающие единичную мощность до 5000 кВт, и «микро» – работающие в диапазоне от 3 до 100 кВт . [1; с. 236].

Мощность возбудителя синхронных генераторов обычно равна 0.3–5 % от мощности машины. Он приводится во вращение от вала синхронной машины [2, с. 238].

Ротор синхронной машины имеет обмотку возбуждения, питаемую через два контактных кольца и щеток постоянным током от постороннего источника. Принцип работы синхронной машины основан на том, что если ее ротор привести во вращение с некоторой скоростью и возбудить его, то поток возбуждения Ф будет пересекать проводники. Обмотки статора и индуктировать в ней симметричную m-фазную систему ЭДС, и при подключении к обмотке статора симметричной нагрузки эта обмотка нагрузится симметричной системой токов. Машина при этом будет работать в режиме генератора [3, с. 368].

В настоящий момент наиболее часто применяют прямой метод возбуждения, но при работе системы возбуждения с мощными синхронными электромашинами в основном работают генераторы независимого возбуждения, на обмотку которых ток подается с другого источника постоянного тока, называемого под возбудителем [5].

В Алмалыкском филиале ТашГТУ собран экспериментальный лабораторный стенд синхронного генератора типа Г-273 А мощностю 1,5 кВт, обмотка возбуждения которого питаться от солнечной батареи.

Экспериментальный стенд состоять из генератора Г-273А, приводного двигателя, солнечные батареи 2шт по 6В, регулировочный реостат, включатели, измерительные приборы, аккумуляторная батарея, осветительные лампы. Питание на обмотку возбуждения генератора осуществляется от солнечных батарей. Солнечных батареи одновременно заряжает аккумулятор. Приводной двигатель питается от сети постоянного тока и вращает синхронный генератор. На экспериментальном стенде были сняты основные характеристики синхронного генератора [6].

По расчетам ученых мира запасы ветреной энергии сотен раз выше, чем энергии притока воды. Устанавливать ветреные генераторы нужно в местах, максимально открытых для ветра. Наиболее подходят для этих целей возвышенности, прибрежные зоны, степи, открытые пространства в удалении от зданий [4].

В практике используется несколько самых распространенных схем согласования ветроэлектрическими и солнечными системами для электрификации автономных потребителей. При этом, хочу обратить внимание, что для каждого отдельного случая необходимо составлять индивидуальный проект, который будет решать поставленную перед системой задачу.

На рисунке 1 приведена гибридная схема системы возбуждения синхронных генераторов малой и средней мощности. В том случае, если ветер утих или его скорость недостаточная для выхода ветре генератора на рабочие скорости, возбуждения питается от аккумулятора, аккумулятор заряжается солнечной панели.

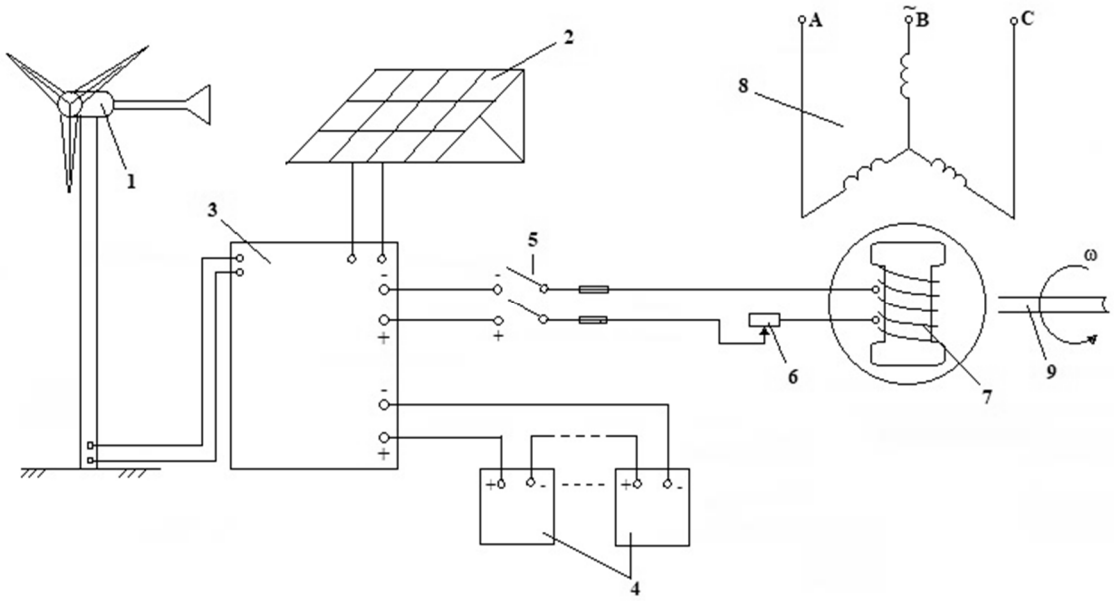

Рисунок 1 – Гибридная схема системы возбуждения синхронных генераторов микроГЭС возобновляемых источников:
1 – Ветрогенератор; 2 – Солнечная панель;
3 – Гибридный микроконтроллер; 4 – Аккумуляторы; 5 – Включатель;
6 – Резистор; 7 – Ротор синхронной машины; 8 – Статор синхронной Машины; 8 – Статор синхронной машины; 9 – вал гидротурбины

Гибридная система возбуждения работает следующим образом. Дневное время суток аккумуляторы заряжается от солнечной панели и питает обмотку возбуждения синхронной машины постоянным током. Ночное время суток аккумулятор заряжается от ветрогенератора и питает обмотку возбуждения синхронной машины постоянным током.

Литература

1. Четошникова Л.М. Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии. – Челябинск : издательство центр ЮУрГУ, 2010.
2. Копылов И.П. Электрические машины. – М. : Энергоатомиздат, 1986.
3. Вольдек А.И. Электрические машины : учебник для студентов высш. техн. учебн. заведений. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Л. : «Энергия», 1974. – 840 с; – С. 367.
4. Пирматов Н.Б. Разработка нетрадиционной системы возбуждения автономных синхронных машин / Н.Б. Пирматов, М.У. Муминов // Universum: Технические науки : электрон. научн. журн. – 2020. – № 4(73).
5. Пирматов Н.Б. Возбуждения синхронных генераторов автономных энергетических установок от солнечных батарей / Н.Б. Пирматов, М.У. Муминов // Материалы научно рецензируемой онлайн конференции «Тенденции развития физики современных полупроводников: достижения, проблемы и перспективы». – Ташкент, 2020. – С. 347–351.
6. Excition of autonomous synchronous machines dy solar panel / N.B. Pirmatov, M.U. Muminov, Sh.Z. Raikhonov, M.A. Akberdiev // International Journal of Advanced Research in Science, Engineering and Technology. – 2020. – Vol. 7. – Iss. 1.

УДК 621.314.58

ХАРАКТЕРИСТИКИ ВЕТРО-СОЛНЕЧНОГО ГЕНЕРАТОРА ДЛЯ ГИБРИДНОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Самородов Александр Валерьевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент, доцент кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: alex.samorodoff@gmail.com
Кашин Александр Яковлевич
Войсковая часть 37382; начальник службы безопасности полетов – командир корабля. E-mail: kashin89@mail.ru
Войнов Александр Владимирович
Кубанский государственный технологический университет, магистрант кафедры электротехники и электрических машин. E-mail: trapasha@mail.ru

Аннотация. Разработана конструкция и получены экспериментальные характеристики двухвходового двухроторного ветро-солнечного генератора для гибридного энергетического комплекса.
Ключевые слова: ротор, возобновляемые источники энергии; ветро-солнечный генератор.

Использование ветра как альтернативного источника питания [1–5] весьма актуально.

При этом наиболее целесообразно комплексное использование нескольких видов возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Комплексирование энергии нескольких ВИЭ позволяет увеличить мощность получаемой электроэнергии и в достаточной степени выровнять график её выработки [6].

Авторами разработан и исследован ряд ветро-солнечных генераторов [7–14 и др.], которые могут быть использованы в гибридных энергетических комплексах, в том числе для электроснабжения локальных объектов.

Испытанию одного из таких ветро-солнечных генераторов [7] посвящена данная работа.

Для экспериментального определения параметров и характеристик этого ВСГ проведены экспериментальные исследования на его натурной модели. Испытание проведено по методикам, изложенным в [15–17].

На рисунке 1–5 приведены полученные графики зависимостей.

Частота тока в обмотках ВСГ (рис. 1) зависит от взаимной скорости вращения валов ВСГ (число оборотов вала – n) по линейному закону. Это объясняется тем, что согласно [18] величина частоты тока в генераторе определяется выражением:

$$f = \frac{n \cdot p}{60}, \tag{1}$$

где f – частота сети (Гц), n – число оборотов вала генератора (об/мин), p – число пар полюсов (для исследуемого генератора – p = 12).

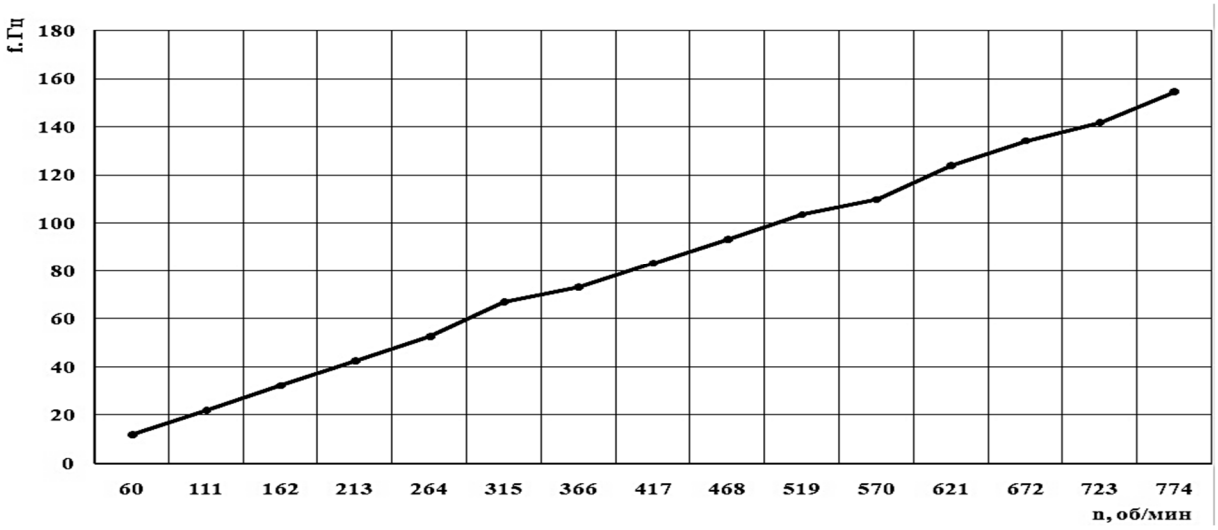

Рисунок 1 – График зависимости частоты выходного напряжения генератора от скорости вращения вала генератора

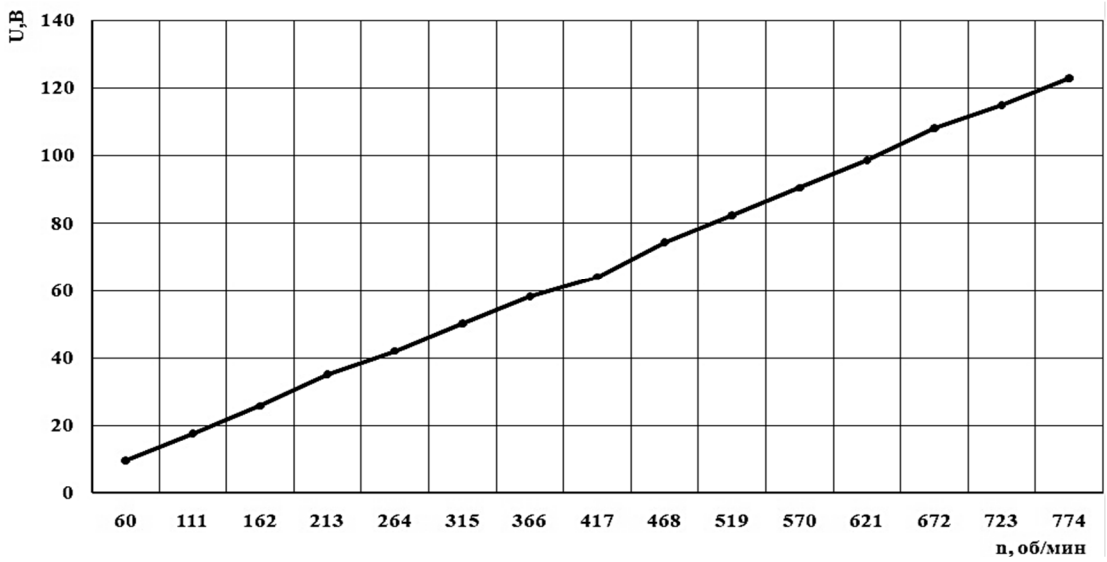

Рисунок 2 – График зависимости выходного напряжения генератора от скорости вращения вала генератора в режиме холостого хода

Напряжение на выходных зажимах ВСГ определяется выражением:

$$U = E - \Delta U, \qquad (2)$$

где U – напряжение на зажимах генератора, E – ЭДС генератора ($E \sim n$), ΔU – потери напряжения в цепи якоря генератора.

Потери напряжения в цепи якоря генератора (ΔU) обусловлены падением напряжения в цепи генератора

$$U_{пн} = R \times I.$$

где R – суммарное сопротивление обмотки генератора и нагрузки, I – ток, протекающий в обмотке генератора), и потерей напряжения ($\Delta U_{ря}$), обусловленным реакцией якоря генератора при протекании по обмотке якоря тока нагрузки (ток якоря).

То есть:

$$\Delta U = U_{пн} + U_{ря}. \qquad (3)$$

Так как в режиме холостого хода ток нагрузки равен нулю, то напряжение на зажимах генератора, равное ЭДС ($U = E$), зависит от взаимной скорости вращения валов и частоты тока по линейному закону (рис. 3–4).

Отклонение некоторых точек на графиках рисунках 2–4 от прямой линии объясняется погрешностью приборов.

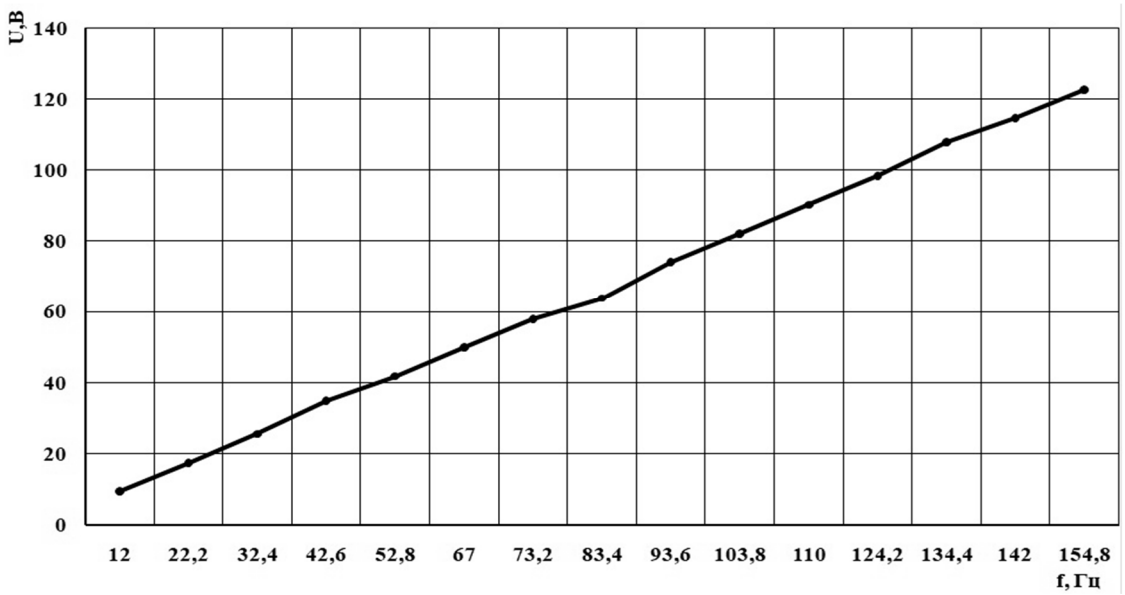

Рисунок 3 – График зависимости выходного напряжения генератора от выходной частоты в режиме холостого хода

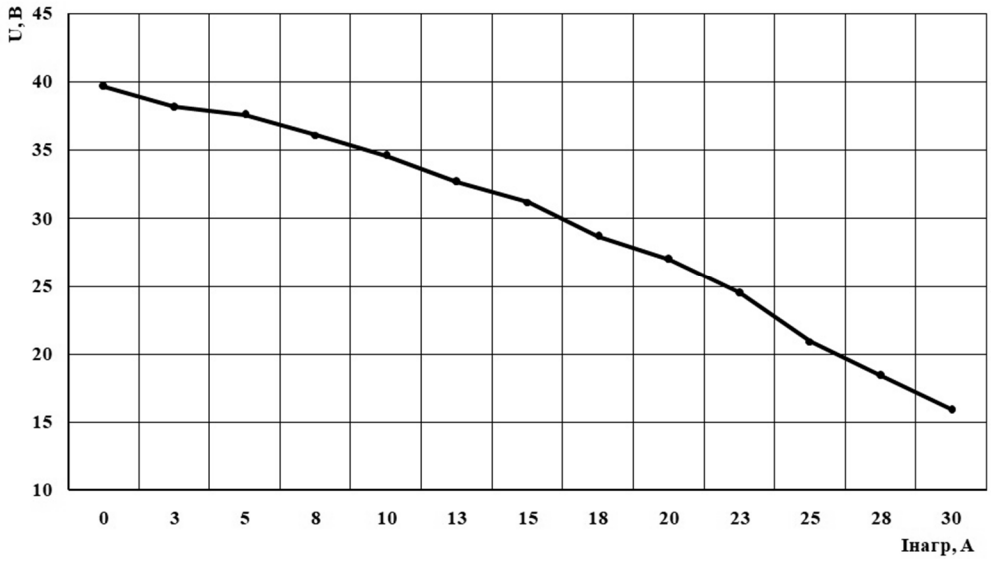

Рисунок 4 – График зависимости выходного напряжения генератора от тока нагрузки при n = 250 об/мин

Зависимость выходного напряжения ВСГ от тока нагрузки (рис. 4, 5) нелинейна. Это объясняется тем, что с увеличением тока нагрузки увеличивается действие поперечной размагничивающей и продольной размагничивающей реакции якоря. Как известно [18], влияние реакции якоря носит нелинейный характер, обусловленное нелинейностью кривой намагничивания материала магнитопровода якоря.

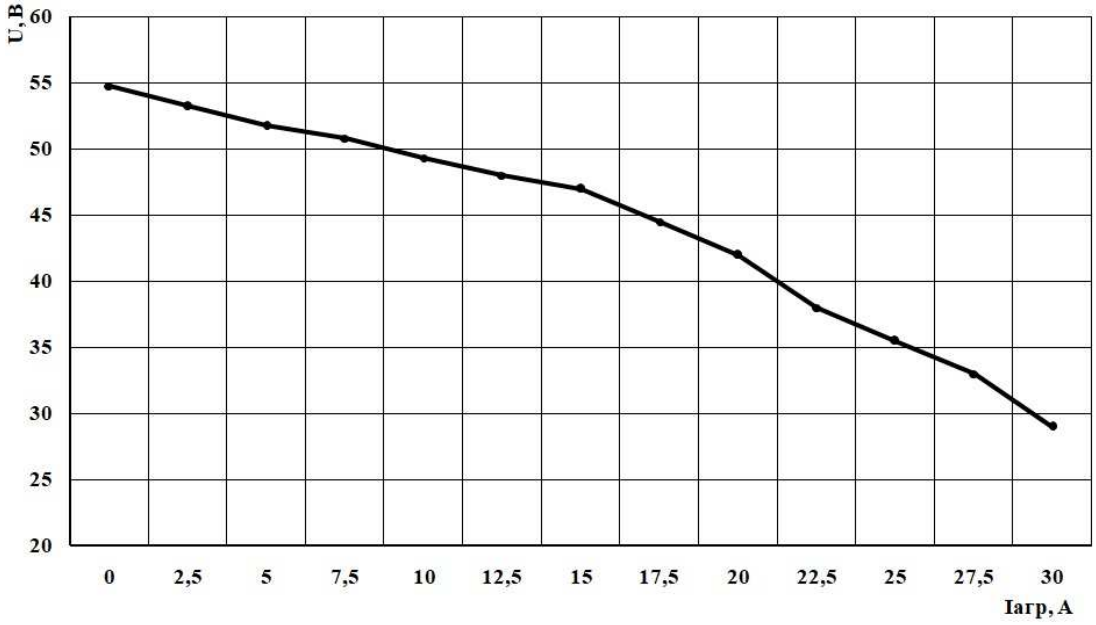

Рисунок 5 – График зависимости выходного напряжения генератора от тока нагрузки при n = 345 об/мин

Полученные экспериментально характеристики подтвердили работоспособность ВСГ и возможность его использования в гибридных энергетических комплексах для энергоснабжения локальных объектов.

Исследование выполнено при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований и Администрации Краснодарского края в рамках научного проекта № 19-48-230009 р_а.

Литература

1. Кашин Я.М. Ветросолнечная двухвходовая генераторная установка / Я.М. Кашин, А.М. Квон, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Сельский механизатор. – 2019. – № 7. – С. 32–34.

2. Кашин Я.М. Характеристики синхронизированной двухвходовой генераторной установки / Я.М. Кашин, А.М. Квон, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Сельский механизатор. – 2019. – № 8. – С. 34–35.

3. Зеленская Е.А. Ветро-солнечные генераторы для электроснабжения объектов нефтегазовой отрасли / Е.А. Зеленская, Б.Х. Гайтов, Л.Е. Копелевич, А.В. Самородов, Я.М. Кашин, Н.В. Ладенко // Газовая промышленность. – 2014. – № 6(707). – С. 114–117.

4. Гайтов Б.Х. Система автономного электроснабжения на базе аксиальных электромагнитных устройств / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич, Ю.П. Ясьян // Труды КубГАУ. – 2011. – № 6(33). – С. 205–210.

5. Сокольский А.К. Ветроэнергетика за рубежом и в России – современное состояние и перспективы / А.К. Сокольский // Сб. «Возобновляемые источники энергии». – М. : МГУ, 2005. – С. 135–154.

6. Гайтова Т.Б. Нетрадиционные электротехнические комплексы (теория, расчет и конструкции) : монография / Т.Б. Гайтова, Я.М., Кашин. – Краснодар : Краснодарский ВАИ, 2004 – 403 с.

7. Патент 2688213 RU. 03.08.2018. Двухвходовый двухроторный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, Л.Е. Копелевич // Опубл. 21.05.2019 г. Бюл № 15.

8. Патент 2561504 RU. 16.06.2014. Аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Б.Х. Гайтов, Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов // Опубл. 03.08.2015. Бюл. № 24.

9. Патент 2636387 RU. 30.01.2017. Аксиальный трехвходовый ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.А. Яковенко // Опубл. 23.11.2017. Бюл. № 33.

10. Патент 2655379 RU. 17.04.2017. Синхронизированный аксиальный двухвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, Л.Е. Копелевич А.В. Самородов, М.С. Христофоров // Опубл. 28.05.2018 г. Бюл № 16.

11. Патент 2685424 RU. 03.08.2018. Стабилизированная двухвходовая ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 18.04.2019 г. Бюл № 11.

12. Патент 2688211 RU. 03.08.2018. Двухвходовая ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 25.05.2019 г. Бюл № 15.

13. Патент 2707963 RU. 06.06.2019. Трехвходовая двухмерная ветро-солнечная аксиально-радиальная электрическая машина-генератор / Я.М. Кашин, А.С. Князев // Опубл. 03.12.2019. Бюл. № 34.

14. Патент 2736200 RU, 04.02.2020. Аксиальный трехвходовый бесконтактный ветро-солнечный генератор / Я.М. Кашин, А.Я. Кашин, И.Б. Самородов // Опубл. 12.11.2020. Бюл № 32.

15. Котеленец Н.Ф. Испытания, эксплуатация и ремонт электрических машин : учеб. для вузов / Н.Ф. Котеленец, Н.А. Акимова, М.В. Антонов – М. : Академия, 2003 – 384 с.

16. ГОСТ Р МЭК 60034-4-2012. Машины электрические вращающиеся. – Часть 4: Методы экспериментального определения параметров синхронных машин.

17. ГОСТ Р 52776-2007 (МЭК 60034-1-2004). Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и характеристики.

18. Вольдек А.И. Электрические машины. Машины переменного тока : учебник для вузов по напр. «Электротехника, электромеханика и электротехнологии» и «Электроэнергетика» / А.И. Вольдек, В.В. Попов. – СПб. : Питер, 2008. – 349 с.

СЕКЦИЯ 6.

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВКАХ

УДК 697.11

РАСЧЕТ И МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ АБСОРБЦИОННЫХ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ СИСТЕМЫ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Мойдинов Даниил Рустамович
Кубанский государственный технологический университет, студент гр. 21-ММ-КТ2. Email: moydinovdaniil@inbox.ru
Степанова Евгения Григорьевна
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, доцент кафедры технологического оборудования и систем жизнеобеспечения ФГБОУ ВО «КубГТУ». Email: egs2128@mail.ru
Черноморова Дарья Алексеевна
Кубанский государственный технологический университет, студентка гр. 19-ЭБ-СЦ1. Email: Chernomorova2001@gmail.com

Аннотация. В статье перечислены преимущества применения тепловых насосов абсорбционного типа для систем отопления и горячего водоснабжения, приведены схема и выполнен сравнительный расчет параметров работы данного теплового насоса по ξ-i –диаграмме Розенфельда для водоаммиачного раствора. Проведен полный факторный эксперимент и оценено влияние температуры и концентрации раствора на теплонасосный коэффициент.
Ключевые слова: абсорбционный тепловой насос (АТН), генератор, абсорбер, полный факторный эксперимент, моделирование, расчет.

Одним из наиболее энергетически эффективных видов отопительного оборудования являются тепловые насосы (ТН), работающие на возобновляемых источниках тепла [1]. Системы отопления и горячего водоснабжения с использованием экологически безопасных систем ТН бесшумны, надежны, долговечны. Широкое применение альтернативных экологически безопасных источников энергии может преодолеть энергетический кризис. Термодинамический процесс преобразования низкотемпературного источника тепла в высокотемпературный источник реализуется в теплонасосных установках, конструкция которых схемам холодильных установок. Среди выпускаемых типов ТН наиболее часто применяют парокомпрессионные тепловые насосы, работающие на основе обратного термодинамического цикла и используемые в различных тепловых и тепломассообменных процессах [2]. В них низкотемпературный источник нагревает испаритель, в котором рабочее тело кипит при температурах от –10 до +5 °С. Далее тепло, переданное хладагенту, переносится парокомпрессионным циклом к конденсатору, откуда поступает к потребителю на более высоком уровне, ограниченным +55–60 °С. Отечественный опыт применения ТН свидетельствует о том, что их ограниченное использование вызвано значительными капитальными затратами. На крупных энергетических объектах находят применение АТН. Несмотря на более высокую стоимость по сравнению с парокомпрессионными АТН, они обладают большими энергетическими возможностями и отличаются меньшими затратами на собственные нужды. Расчетная схема абсорбционного ТН и ξ, i – диаграмма Розенфельда показаны на рисунке 1. Расчетные параметры термодинамического цикла сведены в таблицу 1.

В целях определения оптимальных показателей работы абсорбционного водоаммиачного ТН методом математического моделирования проведен полный факторный эксперимент по плану $N = 22$ и рассчитана зависимость между коэффициентом преобразования теплоты от критериев концентрации ξ раствора и температуры охлаждения раствора Т $\mu = \mu(\xi, T)$. Проверкой установлено, что данные экспериментов [3] являются однородными и нормально распределенными. Получено уравнение регрессии вида (1) и построена графическая зависимость коэффициента преобразования теплоты от вышеуказанных независимых факторов (рис. 2).

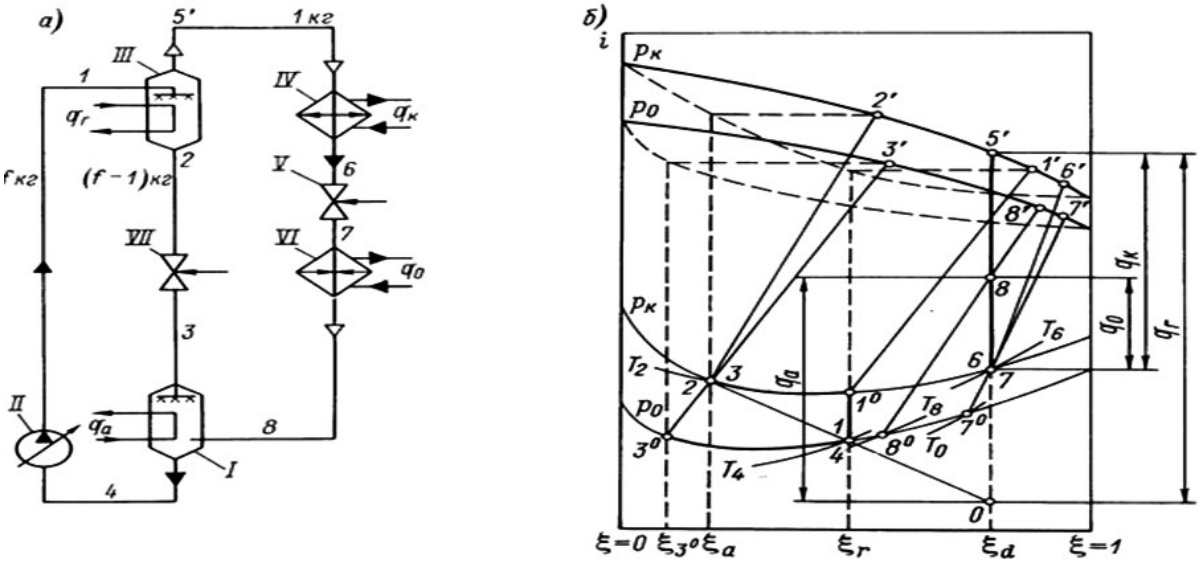

Рисунок 1 – АТН:
а) расчетная схема: I – абсорбер; II – насос крепкого раствора;
III – генератор; IV –конденсатор; V– дроссельный вентиль хладагента;
VI – испаритель; V II – дроссельный вентиль раствора; б) ξ, i – диаграмма

Таблица 1 – Термодинамический расчет цикла

Состояние вещества	t, К	p, МПа	ξ, кг/кг	i, кДж/кг
Жидкость				
После генератора	$T_2 = 416$	$p = 1{,}2$	$\xi_a = 0{,}15$	$i_{2^0} = 490{,}23$
После абсорбера	$T_4 = 305$	$p_0 = 0{,}2$	$\xi_r = 0{,}375$	$i_{4^0} = -104{,}75$
В начале кипения в генераторе	$T_1 = 368$	$p = 1{,}2$	$\xi_r = 0{,}375$	$i_{1^0} = 209.5$
После конденсатора	$T_6 = 305$	$p = 1{,}2$	$\xi_d = 0{,}76$	$i_{6^0} = 54{,}47$
В конце кипения в испарителе	$T_8 = 268$	$p_0 = 0{,}2$	$\xi_s = 0{,}61$	$i_{8^0} = -230{,}45$
Пар				
Равновесный крепкому раствору в генераторе:	$T_1 = 368$	$p = 1{,}2$	$\xi_{1'} = 0{,}81$	$i_{1'} = 1780{,}75$
Равновесный слабому раствору в генераторе:	$T_2 = 416$	$p = 1{,}2$	$\xi_{2'} = 0{,}56$	$i_{2'} = 2157{,}85$
В конце кипения в испарителе	$T_8 = 268$	$p_0 = 0{,}2$	$\xi_d = 0{,}76$	$i_8 = 1269{,}6$
Выходящий из генератора при ξ_mкг	$T_{5'} = 376$	$p = 1{,}2$	$\xi_d = 0{,}76$	$i_{5'} = 1843{,}6$

$$Z = 0{,}012 \cdot x^2 + 0{,}018 \cdot x \cdot y + 0{,}0026 \cdot y^2 - 0{,}034 \qquad (1)$$

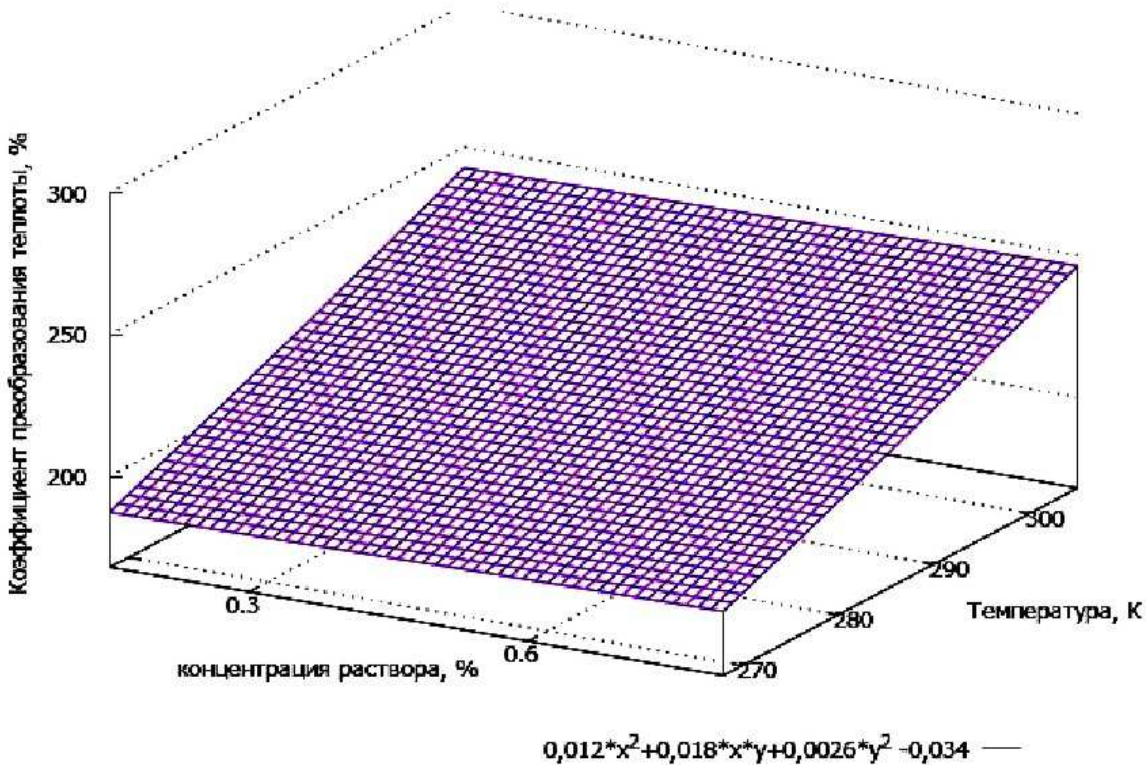

Рисунок 2 – График зависимости μ = μ(ξ, T)

Анализ полученных результатов позволил установить весомое влияние температурного фактора на коэффициент μ, что позволит в условиях проведенного численного эксперимента регулировать параметры цикла в направлении его максимального повышения.

Литература

1. Лунева С.К. Использование возобновляемых источников энергии: тепловые насосы / С.К. Лунева, Р.К. Сафин // Научно-исследовательские публикации. – 2014. – № 4(8). – С. 179–183.

2. Беззаботов Ю.С. Анализ работы сушильной установки для фруктов с применением теплового насоса методами физико-математического моделирования / Ю.С. Беззаботов, Д.В. Беркут, Е.Г. Степанова // В сборнике: Механика, оборудование, материалы и технологии. Сборник научных статей по материалам международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет». – 2018. – С. 312–320.

3. Янченко И.В. Влияние абсорбционного теплового насоса на тепловую экономичность ТЭС и АЭС : автореф дис. … канд. техн. наук. – Новочеркасск, 2015.

УДК 621.311.22

ПРИМЕНЕНИЕ СХЕМЫ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ТЕПЛОФИКАЦИОННОГО ПАРОСИЛОВОГО БЛОКА И ПАРОТУРБИННОЙ ЧАСТИ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ

Шапошников Валентин Васильевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, кандидат технических наук, доцент, преподаватель кафедры теплоэнергетики и теплотехники. E-mail: shaposhnikov.valentin@gmail.com

Батько Дмитрий Николаевич
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: batkodn@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрена схема совместной работы паротурбинного энергоблока № 4 в теплофикационном режиме и паротурбинной части парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ. С помощью ранее разработанных в программном продукте Boiler Designer математических моделей проведено исследование влияние предложенной схемы на тепловую и электрическую мощность, и эффективность ТЭЦ.

Ключевые слова: Краснодарская ТЭЦ, тепловая электрическая станция, математическая модель, повышение пиковой мощности, повышение эффективности.

Проблеме покрытия переменной части графиков электрической и тепловой нагрузки в последнее время уделяется много внимания. Самым известным и широко применяемым методом повышения пиковой мощности паротурбинных установок является отключение подогревателей высокого давления (ПВД). Данный метод является самым простым и приводит к быстрому набору нагрузки, но сопровождается снижением эффективности. Существуют многочисленные предложения, связанные с реконструкцией тепловых схем ТЭС, направленные на получение дополнительной мощности и расширения регулировочного диапазона как паротурбинных [1–3], так и газотурбинных установок [4, 5].

Авторским коллективом разработана схема совместной работы паротурбинной и парогазовой установки [6]. Исследование показало целесообразность применение схемы совместной работы турбоагрегатов паросилового блока и паротурбинной части парогазовой установки [7].

В этом докладе авторским коллективом рассматривается применения схемы совместной работы паросилового и парогазового энергоблоков в теплофикационном режиме.

Объектом исследования выбрана Краснодарская ТЭЦ. Ее оборудование состоит из четырех паротурбинных блоков К-150-130 производства ХТГЗ, три из которых были реконструированы в Т-145/160-130 путем организации в них регулируемых отборов на теплофикацию, и парогазовой установкой ПГУ-410. Парогазовая установка является трехконтурной бинарной, построенной на базе газотурбинной установки типа M701F4 производства Mitsubishi Heavy Industries, Ltd (Япония).

Для анализа совместной работы рассматривается паротурбинный энергоблок № 4 с теплофикационной нагрузкой и ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ (рис. 1).

Для исследования совместной работы паротурбинного энергоблока №4 и паротурбинной части парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ использовались ранее разработанные с помощью программного продукта Boiler Desingner и верифицированные авторским коллективом математические модели паротурбинного энергоблока Т-145/160-130 и парогазовой установки ПГУ-410 [8].

Для анализа схемы были рассмотрены три варианта работы энергоблока № 4 Краснодарской ТЭЦ.

Первый вариант включает в себя работу энергоблока без замещения пара отборов паровой турбины с теплофикационной нагрузкой равной 44,93 Гкал/ч (Исходный режим).

Второй вариант работы с замещением отбора на ПВД-7, 8 паром из барабана среднего давления котла-утилизатора ПГУ при неизменной нагрузке на теплофикацию.

В третьем варианте работы с замещением отбора на ПВД-7, 8 паром из барабана среднего давления котла-утилизатора ПГУ с одинаковой выработкой электроэнергии, равной первому варианту, с переменной нагрузкой на теплофикацию.

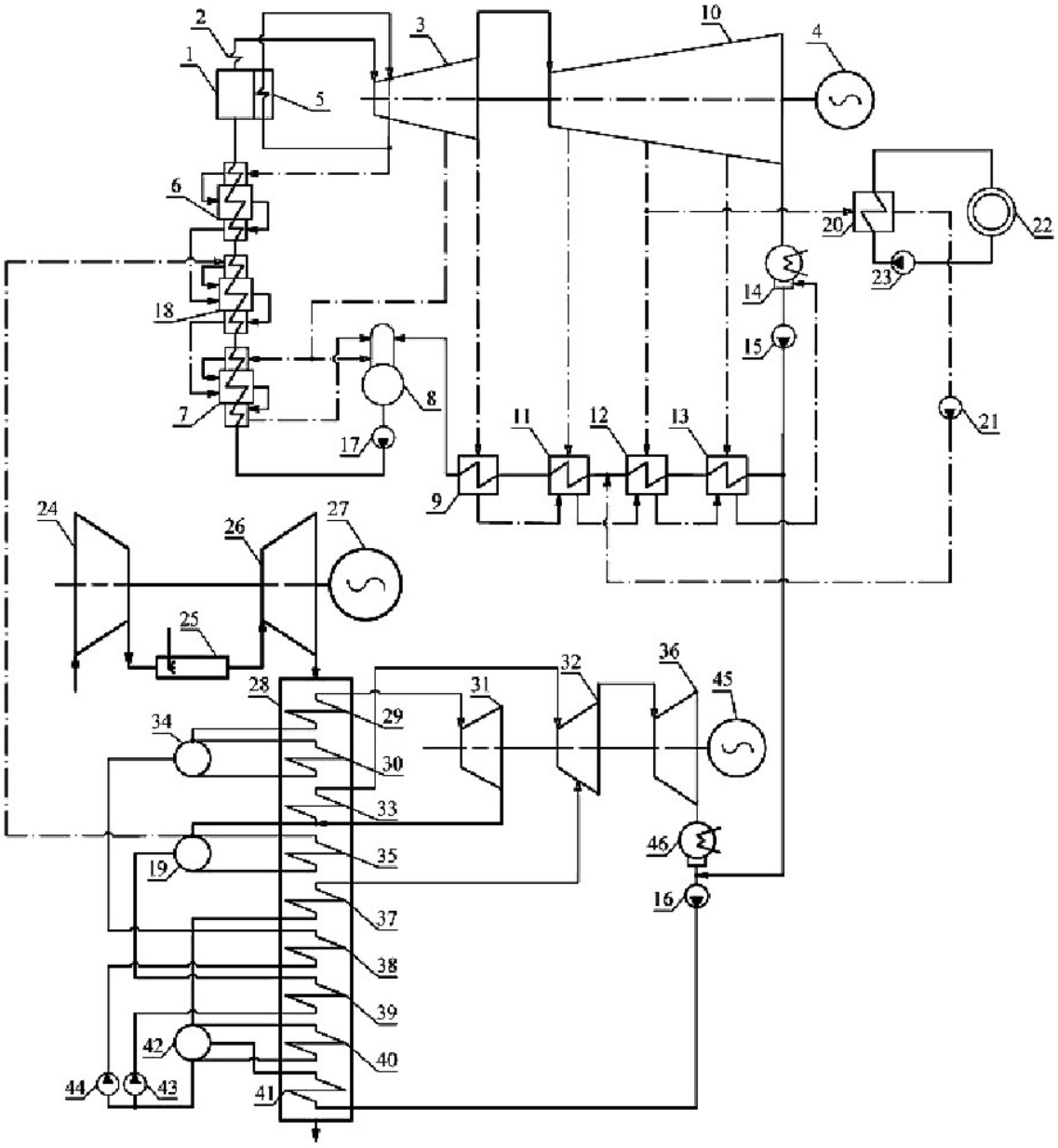

Рисунок 1 – Схема с вытеснением отбора на ПВД-7 и ПВД-8 паром из барабана среднего давления и возвратом конденсата:
1 – паровой котел; 2 – пароперегреватель; 3 – цилиндр высокого давления паротурбинного блока; 4 – электрогенератор паротурбинного блока; 5 – промежуточный пароперегреватель; 6 – третий подогреватель высокого давления; 7 – первый подогреватель высокого давления; 8 – деаэратор; 9 –подогревателей низкого давления № 4; 10 – цилиндр низкого давления паротурбинного блока; 11 – подогревателей низкого давления № 3; 12 – подогревателей низкого давления № 2; 13 – подогревателей низкого давления № 1; 14 – конденсатор паротурбинного блока; 15 – конденсатный электронасос паротурбинного блока; 16 – конденсатный насос парогазового блока; 18 – второй подогреватель высокого давления; 19 – барабан среднего давления; 20 – пиковые подогреватели сетевой воды, 21 – дренажные насосы; 22 – потребитель тепла; 23 – сетевой насос; 24 – компрессор; 25 – камера сгорания; 26 – газовая турбина; 27 – первый электрогенератор парога-

зового блока; 28 – котел-утилизатор; 29 – пароперегреватель высокого давления; 30 – испаритель высокого давления; 31 – цилиндр высокого давления парогазового блока; 32 – цилиндр среднего давления парогазового блока; 33 – пароперегреватель среднего давления; 34 – барабан высокого давления; 35 – испаритель среднего давления; 36 – цилиндр низкого давления парогазового блока; 37 – пароперегреватель низкого давления; 38 – экономайзер высокого давления; 39 – экономайзер среднего давления; 40 – испаритель низкого давления; 41 – газовый подогреватель конденсата; 42 – барабан низкого давления со встроенным деаэратором; 43 – питательный электронасос среднего давления парогазового блока; 44 – питательный электронасос высокого давления парогазового блока; 45 – второй электрогенератор парогазового блока; 46 – конденсатор парогазового блока

Исследования всех вариантов работы проводились на девяти режимах энергоблока № 4 в соответствии с режимной картой от 2019 г. Режим работы парогазовой установки соответствует стопроцентной загрузке при температуре наружного воздуха равной +15 ºС, при этом с мощность газотурбинной установки 312,4 МВт, мощность паротурбинной части ПГУ составляет 120,1 МВт, расход топлива 82472 нм^3/ч.

Во втором режиме работы энергоблока с замещением пара на ПВД-7, 8 из ПГУ, при неизменной нагрузке на теплофикацию равной 44,93 Гкал/ч прирост мощности энергоблока составил от 3,21 МВт до 8,75МВт по отношению к исходному режиму. Потеря в выработке электроэнергии в ПГУ за счет отбора пара из барабана среднего давления котла-утилизатора составила от 3,88 МВт до 7,61МВт (рис 2.). В режиме работы энергоблока с расходом пара от 400 т/ч до 517 т/ч наблюдается прирост суммарной выработки электроэнергии от 0,33 МВт до 1,14 МВт.

При работе энергоблока с замещением пара на ПВД-7, 8 из ПГУ с одинаковой выработкой электроэнергии, равной исходному режиму прирост тепловой энергии на теплофикацию находится в диапазоне от 21,9 Гкал/ч до 48,04 Гкал/ч. Недовыработка электроэнергии паротурбинной части ПГУ составила от 4,24 МВт до 7,92 МВт (рис. 3).

На рисунке 4 отражено изменение удельного расхода условного топлива электростанции в зависимости от варианта работы энергоблока.

Исследование совместной схемы работы показало, что в режиме работы энергоблока в номинальном режиме с расходом пара 517 т/ч наблюдается определенный прирост выработки электроэнергии 1,14 МВт.

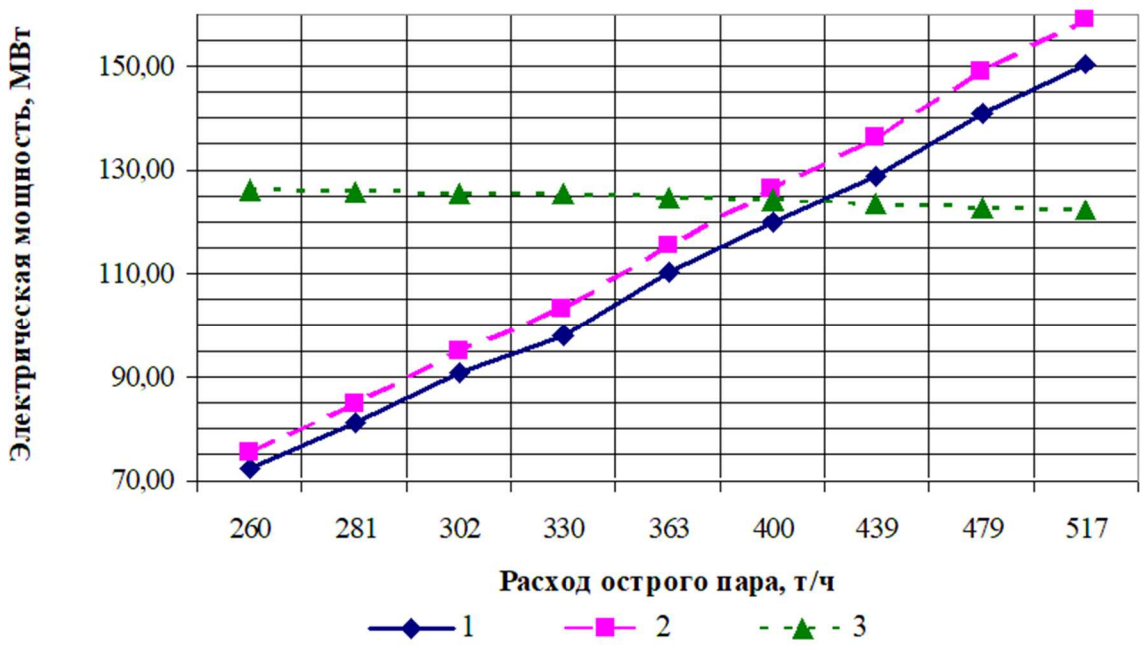

Рисунок 2 – Зависимость электрической мощности
от режимов работы энергоблока:
1 – электрическая мощность энергоблока в исходном режиме,
2 – электрическая мощность энергоблока во втором варианте работы,
3 – электрическая мощность паротурбинной части ПГУ
во втором варианте работы

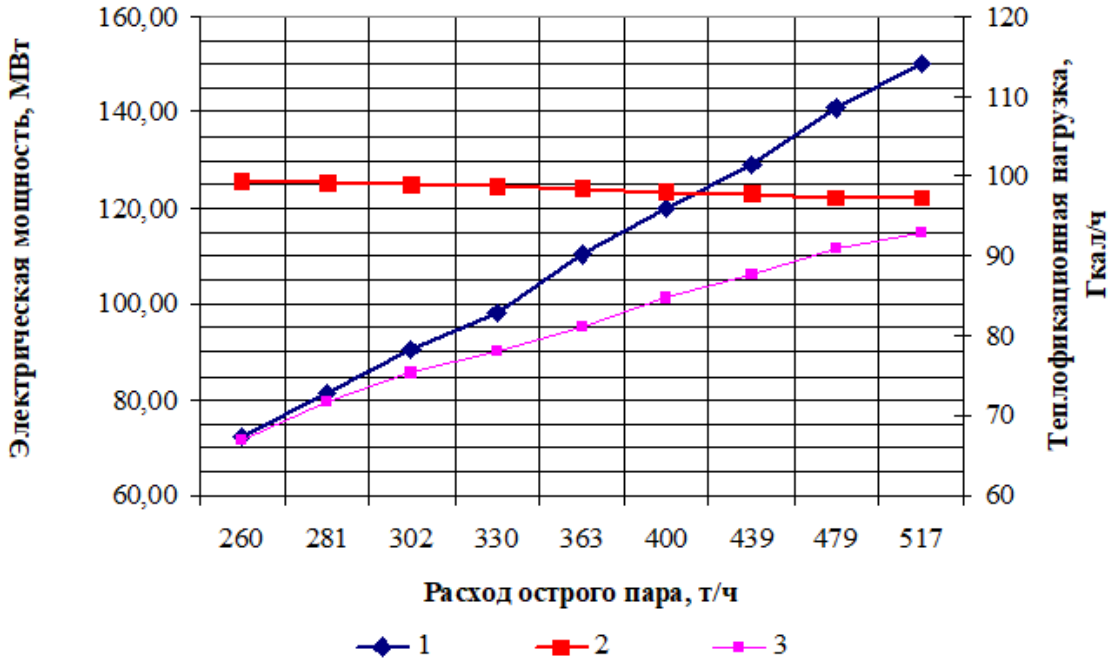

Рисунок 3 – Зависимость электрической
и тепловой мощности от режимов работы энергоблока:
1 – электрическая мощность энергоблока в исходном режиме, 2 – электрическая мощность паротурбинной части ПГУ в третьем варианте работы энергоблока, 3 – изменение тепловой нагрузки энергоблока в 3 варианте работы

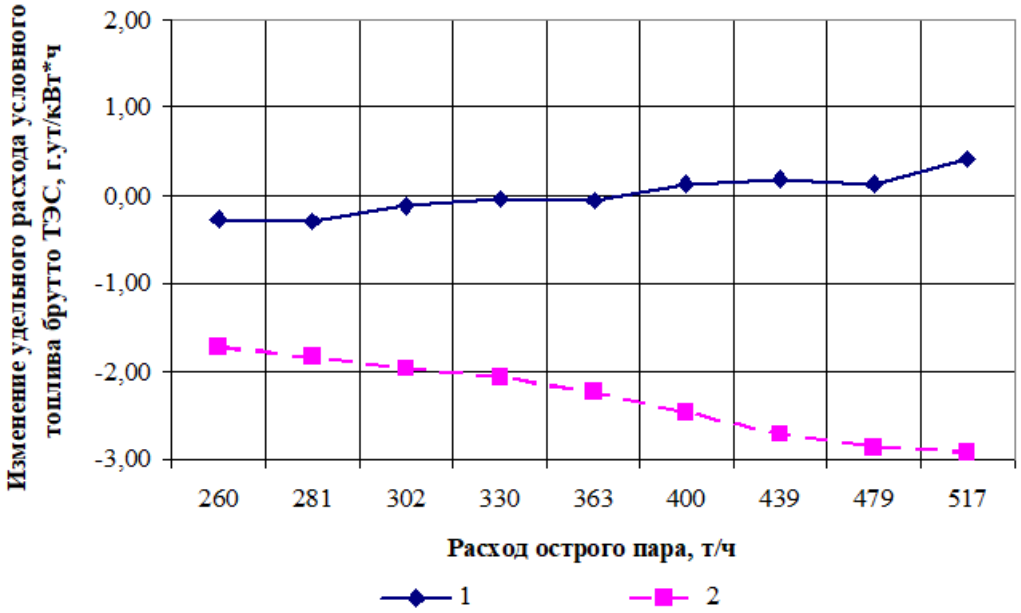

Рисунок 4 – Изменение удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии электростанцией:
1 – второй вариант работы электростанции,
2 – третий вариант работы электростанции

Прирост тепловой нагрузки на теплофикацию составляет от 21,9 Гкал/ч до 48,04 Гкал/ч при потере выработки электроэнергии от 4,24 МВт до 7,92 МВт. Увеличение удельного расхода условного топлива брутто на выработку электроэнергии электростанцией достигает порядка 2,92 г.ут/кВт*ч.

Предложенная схема работы может быть использована для расширения регулировочного диапазона ТЭС, особенно для покрытия пиковых нагрузок на теплофикацию.

Литература

1. Мошкарин А.В. Оценка показателей работы мощных одноцелевых парогазовых и паросиловых энергоблоков на частичных нагрузках / А.В. Мошкарин, Ю.В. Мельников // Вестник ИГЭУ – 2007. – Вып. 2. – С. 1–4.

2. Загретдинов И.Ш. Повышение располагаемой мощности, надежности и экономичности действующего оборудования в энергодефицитных системах / И.Ш. Загретдинов // Теплоэнергетика. – 2008. – № 1. – С. 7–10.

3. Боровков В.М. Оптимизация работы системы регенерации теплофикационных турбоустановок на режимах с минималь-

ными пропусками пара в конденсатор / В.М. Боровков, С.М. Кошелев // Проблемы энергетики. – 2005. – № 7–8. – С. 9–14.

4. Патент на полезную модель 138054 Российская Федерация МПК F02C 3/00 Газотурбинная установка / Б.В. Бирюков, В.В. Шапошников (РФ). – № 2013149764/06; заявл. 06.11.13; опубл. 27.02.14, Бюл. № 6.

5. Патент на полезную модель 140778 Российская Федерация МПК F01K 21/00 Парогазовая установка / Б.В. Бирюков, В.В. Шапошников. (РФ). – № 2014102850/06; заявл. 28.01.14; опубл. 20.05.14, Бюл. № 14

6. Патент на изобретение 2691881 Российская Федерация МПК F01K 13/00, F01K 7/38 Тепловая электрическая станция / В.В. Шапошников, Б.В. Бирюков, А.А. Трофименко, Д.Н. Батько (РФ). – № 2018124921; заявл. 06.07.18; опубл. 18.06.19, Бюл. № 17.

7. Шапошников В.В. Повышение максимальной электрической мощности тепловых электрических станций, содержащих в своем составе паросиловые и парогазовые энергоблоки / В.В. Шапошников, Б.В. Бирюков, Д.Н. Батько, Я.О. Михалко // Промышленная энергетика. – 2020. – № 4. – С. 19–25.

8. Шапошников В.В. Разработка и верификация математической модели энергоблока Т-145/160-130 для исследования отключения и замещения отборов пара на подогреватели высокого давления / В.В. Шапошников, Д.Н. Батько // Энергосбережение и водоподготовка. – 2021. – № 3(131). – С. 45–53.

УДК 621.311.22

ФОРСИРОВАНИЕ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ КРАСНОДАРСКОЙ ТЭЦ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ ПОПЕРЕЧНЫХ СВЯЗЕЙ

Шапошников Валентин Васильевич
Кубанский государственный технологический университет, кандидат технических наук, кандидат технических наук, доцент, преподаватель кафедры теплоэнергетики и теплотехники. E-mail: shaposhnikov.valentin@gmail.com
Батько Дмитрий Николаевич
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: batkodn@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрен способ форсирования парогазовой установки при применении схемы совместной работы паротурбинного энергоблока № 4 и паротурбинной части парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ. Исследование производилось при помощи ранее разработанных в программном продукте Boiler Designer математических моделей. Предложенная схема позволяет получить прирост электрической мощности станции до 13 МВт.
Ключевые слова: Краснодарская ТЭЦ, тепловая электрическая станция, парогазовая установка, математическая модель, повышение пиковой мощности, повышение эффективности.

В связи с ростом неравномерности суточного и недельного потребления электрической энергии в настоящее время повышаются требования к маневренным характеристикам энергоблоков. Улучшение маневренных характеристик оборудования необходимо для обеспечения высокой надежности энергоснабжения и повышения экономичности тепловых электрических станций (ТЭС). В настоящее время для решения этих задач проводится большая исследовательская и экспериментальная работа [1–5].

Авторским коллективом разработана схема применения поперечных связей паротурбинной и парогазовой установки (ПГУ) [6]. Произведено исследование о целесообразности применение схемы совместной работы турбоагрегатов паросилового блока и паротурбинной части парогазовой установки для повышения максимальной электрической мощности тепловых электрических станций [7].

В этом докладе авторским коллективом рассматривается возможность форсирования паротурбинной части ПГУ за счет применения поперечных связей в электростанции.

Объектом исследования является Краснодарская ТЭЦ состоящая из четырех паротурбинных блоков К-150-130 производства ХТГЗ, три из которых были реконструированы в Т-145/160-130 путем организации в них регулируемых отборов на теплофикацию, и трехконтурной бинарной парогазовой установкой ПГУ-410 построенной на базе газотурбинной установки типа M701F4 производства Mitsubishi Heavy Industries, Ltd (Япония).

В качестве исследования выбран паротурбинный энергоблок №4 и ПГУ-410 Краснодарской ТЭЦ. Схема предлагаемого решения приведена на рисунке 1.

Дополнительный подвода пара в паротурбинную часть ПГУ для форсирования осуществлялся из третьего отбора цилиндра среднего давления паротурбинного энергоблока, поскольку его давление очень близко к параметрам пара из контура низкого давления котла-утилизатора ПГУ. Для сохранения массового баланса системы конденсат из ПГУ возвращаем в паротурбинный энергоблок.

Моделирования совместной работы паротурбинного энергоблока № 4 и паротурбинной части парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ проводились с помощью ранее разработанными математическими моделями в программном продукте Boiler Desingner и верифицированные авторским коллективом [8].

Исследования проводились в двух режимах при температуре наружного воздуха равной: –20°С, –10°С, –1,7°С, +15°С в соответствии с режимной картой. Первый режим работы без форсирования паротурбинной части ПГУ, второй режим с форсированием.

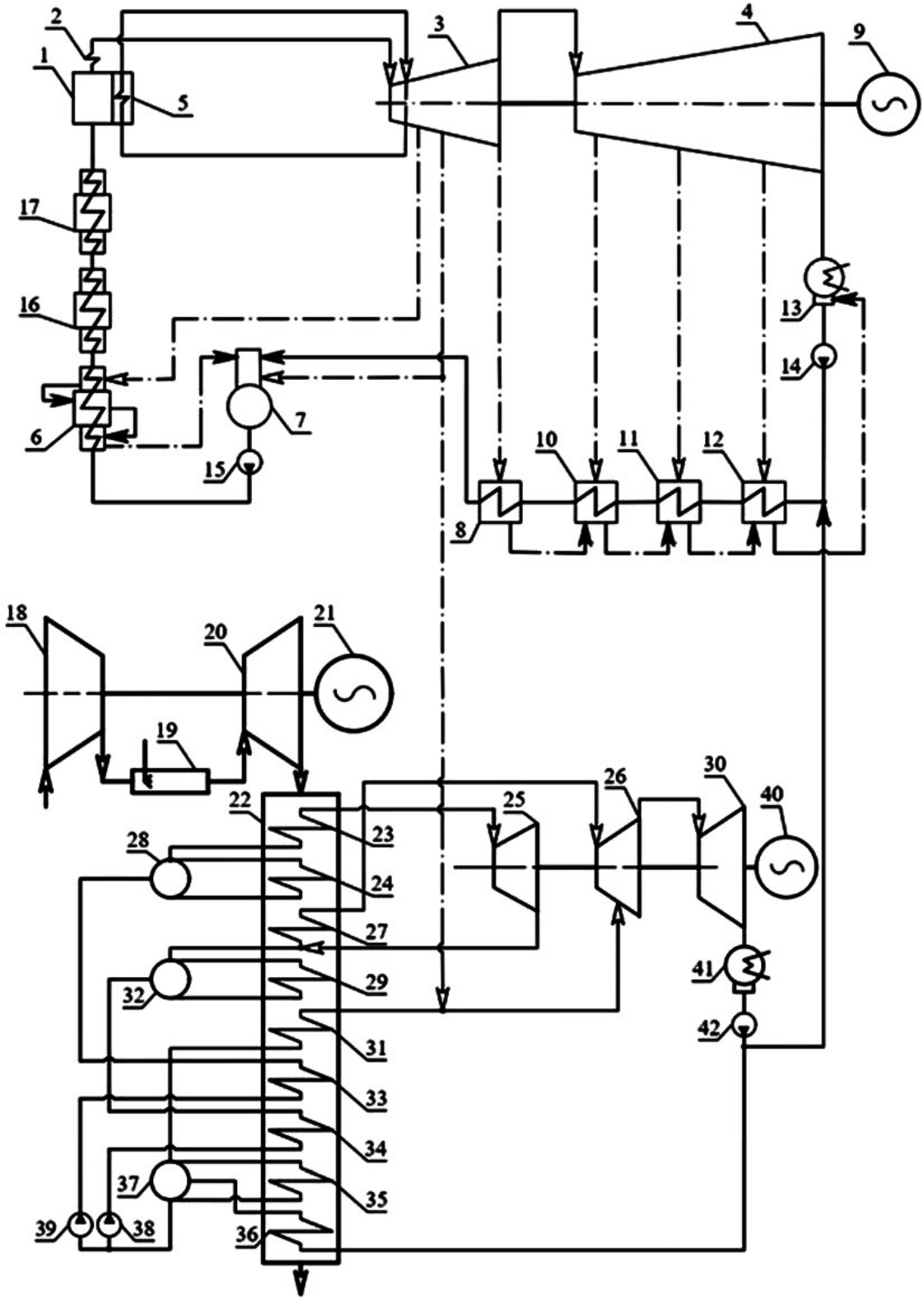

Рисунок 1 – Схема отключения отбора на ПВД-7 и ПВД-8, подачей пара из паротурбинного энергоблока и возвратом конденсата:
1 – паровой котел; 2 – пароперегреватель; 3 – цилиндр высокого давления паротурбинного блока; 4 – цилиндр низкого давления; 5 – промежуточный пароперегреватель; 6 – первый подогреватель высокого давления; 7 – де-

аэратор; 8 –подогревателей низкого давления № 4; 9 – электрогенератор паротурбинного блока; 10 – подогревателей низкого давления № 3; 11 – подогревателей низкого давления № 2; 12 – подогревателей низкого давления № 1; 13 – конденсатор паротурбинного блока; 15 – конденсатный насос парогазового блока; 18 – компрессор; 19 – камера сгорания; 20 – газовая турбина; 21 – первый электрогенератор парогазового блока; 22 – котел-утилизатор; 23 – пароперегреватель высокого давления; 24 – испаритель высокого давления; 25 – цилиндр высокого давления парогазового блока; 26 – цилиндр среднего давления парогазового блока; 27 – пароперегреватель среднего давления; 28 – барабан высокого давления; 29 – испаритель среднего давления; 30 – цилиндр низкого давления парогазового блока; 31 – пароперегреватель низкого давления; 32 – барабан среднего давления; 33 – экономайзер высокого давления; 34 – экономайзер среднего давления; 35 – испаритель низкого давления; 36 – газовый подогреватель конденсата; 37 – барабан низкого давления со встроенным деаэратором; 38 – питательный электронасос среднего давления парогазового блока; 39 – питательный электронасос высокого давления парогазового блока; 40 – второй электрогенератор парогазового блока; 41 – конденсатор парогазового блока; 42 – конденсатный электронасос парогазового блока

Режим работы паротурбинного энергоблока № 4 соответствовал номинальному режиму с отключенными ПВД-7 и ПВД-8. Электрическая мощность энергоблока № 4 поддерживалась на уровне 160 МВт за счет отбора пара используемого для форсирования ПГУ. Результаты исследования приведены в таблице 1.

Анализ результатов исследования показывает, что предложенная схема совместной работы паротурбинного энергоблока №4 и паротурбинной части парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ позволяет получить суммарный дополнительный прирост электрической энергии тепловой электрической станцией от 9,94 МВт до 13,02 МВт в зависимости от температуры наружного воздуха.

Разработанная схема работы может быть использована для расширения регулировочного диапазона ТЭС, особенно для покрытия пиковой электрической мощности.

Таблица 1 – Результаты исследования работы парогазовой установки Краснодарской ТЭЦ.

Параметр	Размерность	Температура наружного воздуха, *tн.в*, ºС							
		–20		–10		–1,7		+15	
		Режим 1	Режим 2	Режим 1	Режим 2	Режим 1	Режим 2	Режим 1	Режим 2
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Мощность газотурбинной установки	МВт	357	357	357	357	342	342	312	312
Расход дымовых газов на входе в котел-утилизатор,	т/ч	2686	2686	2762	2762	2751	2751	2573	2573
Температура дымовых газов на входе в котел-утилизатор	ºС	590	590	589	589	590	590	602	602
Температура дымовых газов на выходе из котла-утилизатора	ºС	107,2	109,7	105	107,5	103	103,5	81,6	88,5
Мощность паротурбинной части	МВт	100,9	112,85	105,65	118,67	113,99	123,93	130,05	141,95
Температура конденсата на входе в котел-утилизатор	ºС	75	75,2	70,5	70,8	59,6	64,4	26,1	26,1
Контур высокого давления									
Паропроизводительность	т/ч	311	311	317,8	317,9	317,6	317,6	309	309

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Давление на выходе из котла	МПа	12,95	12,96	13,01	13,01	13	13	12,72	12,72
Температура пара	ºС	556	556	556	556	555	555	565	565
Контур среднего давления									
Расход пара на выходе	т/ч	367,2	367,8	376,9	377,5	376	376,6	360,9	361,4
Давление на выходе из котла	МПа	3,086	3,11	3,16	3,18	3,16	3,18	3,05	3,07
Температура пара	ºС	542	542	541	541	542	542	551	551
Контур низкого давления									
Паропроизводительность	т/ч	38,4	105	41,2	107,5	40,9	106,1	40,1	106,5
Давление на выходе из котла	МПа	0,49	0,58	0,51	0,59	0,49	0,59	0,5	0,6
Температура пара	ºС	252	341,5	252	340	252	343	248	339
Параметры на выходе из цилиндра высокого давления									
Температура пара после ЦВД	ºС	374	374	372	373	373	373	380	381
Давление пара после ЦВД	МПа	3,16	3,18	3,24	3,26	3,24	3,26	3,13	3,15
Расход пара после ЦВД	т/ч	304,9	304,9	311,7	311,7	311,5	311,4	303,2	303,2

Исследование выполнено в рамках гранта Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (Конкурс – МК-2020), исполнитель МК-395.2020.8.

Литература

1. Загретдинов И.Ш. Повышение располагаемой мощности, надежности и экономичности действующего оборудования в

энергодефицитных системах / И.Ш. Загретдинов // Теплоэнергетика. – 2008. – № 1. – С. 7–10.

2. Боровков В.М. Оптимизация работы системы регенерации теплофикационных турбоустановок на режимах с минимальными пропусками пара в конденсатор / В.М. Боровков, С.М. Кошелев // Проблемы энергетики. – 2005. – № 7–8. – С. 9–14.

3. Шапошников В.В. Обзор методов получения дополнительной пиковой мощности паросиловых установок за счет отключения и вытеснения регенеративных отборов / В.В. Шапошников, Б.В. Бирюков, Д.Н. Батько, Я.О. Михалко // Промышленная энергетика. – 2020. – № 2. – С. 21–33.

4. Патент на полезную модель 138054 Российская Федерация МПК F02C 3/00 Газотурбинная установка / Б.В. Бирюков, В.В. Шапошников (РФ). – № 2013149764/06; заявл. 06.11.13; опубл. 27.02.14, Бюл. № 6.

5. Патент на полезную модель 140778 Российская Федерация МПК F01K 21/00 Парогазовая установка / Б.В. Бирюков, В.В. Шапошников (РФ). – № 2014102850/06; заявл. 28.01.14; опубл. 20.05.14, Бюл. № 14

6. Патент на изобретение 2691881 Российская Федерация МПК F01K 13/00, F01K 7/38 Тепловая электрическая станция / В.В. Шапошников, Б.В. Бирюков, А.А. Трофименко, Д.Н. Батько (РФ). – № 2018124921; заявл. 06.07.18; опубл. 18.06.19, Бюл. № 17.

7. Повышение максимальной электрической мощности тепловых электрических станций, содержащих в своем составе паросиловые и парогазовые энергоблоки. / В.В. Шапошников, Б.В. Бирюков, Д.Н. Батько, Я.О. Михалко // Промышленная энергетика. – 2020. – № 4. – С. 19–25.

8. Шапошников В.В. Разработка и верификация математической модели энергоблока Т-145/160-130 для исследования отключения и замещения отборов пара на подогреватели высокого давления / В.В. Шапошников, Д.Н. Батько // Энергосбережение и водоподготовка. – 2021. – № 3(131). – С. 45–53.

СЕКЦИЯ 7.
НАУКИ О ЗЕМЛЕ

УДК 681.3:622.24

МЕТРОЛОГИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОМЫСЛОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ВНУТРИСКВАЖИННОГО ИЗМЕРИТЕЛЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ ВИД-1

Видовский Леонид Адольфович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, старший научный сотрудник, профессор. E-mail: vidovskij@bk.ru
Литовка Наталья Васильевна
Кубанский государственный технологический университет, старший преподаватель. E-mail: natabedakova@gmail.com
Али Моханад Абдал Бакир Али
Кубанский государственный технологический университет, аспирант. E-mail: detroy14296@hotmail.com
Абдо Шади Хассанович
Кубанский государственный технологический университет, студент. E-mail: detroy14296@hotmail.com

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ проект 20-010-00131А

Аннотация. На основании экспериментальных исследований магнитоупругого эффекта в кольцевых ферритовых сердечниках созданы специальные датчики усилий для барометрических измерений. Для исключения проблемы канала связи в тех технологических ситуациях, где это допустимо, для расширения области применения разработан автономный погружной внутрискважинный измеритель давления и температуры (ВИД-1).

Ключевые слова: скважина, давление, температура, автономный погружной измеритель.

Практически во всех технологических процессах нефтегазодобывающей отрасли, необходимо контролировать давление и температуру. Существует широкий спектр средств для измерения этих параметров в наземных условиях, однако для измерений внутри скважины на забое, межколонном и заколонном пространстве применимы лишь немногие специально разработанные приборы.

В настоящее время контроль давления в пластах многими НГДУ не проводится в необходимом объеме как из-за низких метрологических характеристик погружных скважинных преобразователей давления, так и из-за их недостаточного количества.

В течении ряда лет кафедра информационных систем и программированияучавствовала в создании на базе ЭВМ автоматизированных систем для термобарометрических исследований в скважинах [1, 2, 3], применявших разработанный во ВНИИКРнефть под руководством А.Л. Видовского заколонный измеритель давления и температуры ЗИД-1. В зависимости от модификации скважинного снаряда ЗИД-1 возможно измерение температуры и одного из следующих давлений: жидкой (газообразной) фазы среды, твердой фазы среды, полное давление [3].

Давление и температура в виде электрических сигналов передаются к наземной регистрирующей аппаратуре по каротажному геофизическому кабелю. Наличие канала связи позволяет осуществлять контроль в реальном времени, а также передачу информации от датчика, который невозможно извлечь назад из среды измерений, например, датчик в цементном камне заколонного пространства, однако канал связи существенно усложняет тарировку датчиков и, главное, спуск датчика в скважину. К тому же стоимость каротажного кабеля превышает стоимость самого спускаемого в скважину снаряда.

Для исключения проблемы канала связи в тех технологических ситуациях, где это допустимо, для расширения области применения нами разработан автономный погружной внутрискважинный измеритель давления и температуры ВИД-1. После подъема измерителя из скважины он подключается через модуль сопряжения к компьютеру, осуществляется считывание информации из запоминающего устройства, восстановление по тариро-

вочным характеристикам датчиков кривых изменения во времени давления и температуры.

ВИД-1 состоит из блока датчиков с частотным выходом электрического сигнала, блока генерации управляющих сигналов, блока записи цифровых сигналов и блока питания, размещенных в корпусе аналогичном выпускавшимся отечественной промышленностью манометрам типа МГГ.

Пределы измерения давления от 20 до 400 атм., температуры от 20 до 80 градусов.

Предел допускаемой основной приведенной погрешности в процентах от верхнего предела измерений по давлению – 2 %; по температуре – 1,5 %.

Интервал времени между записями в память показаний датчиков устанавливается перед запуском прибора и может быть 2 с., 4 с, 8 с, 16 с, 1 или 2 минуты.

Спуск измерителя может быть осуществлен на проволоке через лубрикатор в фонтанные скважины, либо креплением его непосредственно на НКТ и спуском подъемом во время плановых ремонтов.

Время пребывания измерителя в скважине определяется емкостью запоминающего устройства, интервалом между измерениями, емкостью источника питания и может составлять до 7 суток. Запоминающее устройство имеет автономное питание и сохраняет информацию даже при отключении основного источника.

Чувствительным элементом датчика давления в ВИД-1 является кольцевой сердечник катушки индуктивности, изготовленный из магнитоупругого материала.

Принцип действия магнитоупругих датчиков основан на использовании проявления магнитоупругого эффекта, который заключается в изменении намагниченности ферромагнитных тел под действием механических напряжений. Изменение магнитных свойств чувствительного элемента, снабженного обмотками, фиксируется электрической схемой.

Простота конструкции, отсутствие в ней движущихся деталей и обусловленная этим высокая прочность и надежность; значительная чувствительность и возможность применения без уси-

лителей – таковы основные достоинства магнитоупругих датчиков

Для их изготовления в основном используются три группы магнитоупругих материалов; железоникелевые сплавы с содержанием никеля от 50 до 70 %, железокремниевые сплавы с 2–4 % кремния, специальные магнитоупругие материалы (железо – алюминиевый сплав с 12 % алюминия, ферриты и др.)

В ВИД-1 применены магнитоупругие датчики [2] с ферритовыми чувствительными элементами. Целесообразность применения ферритов в качестве чувствительного к механическим воздействиям датчика обусловлена следующими обстоятельствами.

Ферриты обладают большой тензочувствительностью.

Промышленностью серийно выпускаются в больших количествах ферритовые изделия соответствующих типоразмеров, пригодные для изготовления магнитоупругих датчиков.

Дешевизна чувствительного элемента.

Большая жесткость ферритового чувствительного элемента, что в некоторых случаях является определяющим требованием.

К основным недостаткам ферритовых элементов, чувствительных к механическим напряжениям, относятся нестабильность характеристик и их значительная температурная зависимость.

В лабораторных условиях исследованы чувствительность и стабильность метрологических характеристик в различных диапазонах давления и температуры, влияние на них напряжения источника питания, времени эксплуатации.

Лабораторная установка для тарировки измерителя давления и температуры состояла из грузопоршневого манометра, термостата и специальной месдозы, в которой находился исследуемый измеритель. Грузопоршневым манометром создавалось известное давление Р в месдозе, а термостат поддерживал в ней заданную температуру Т. Давление с интервалом 10 атм изменяли от 0 до 400 и обратно. Эта процедура повторялась при температуре 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100 градусов. Сигнал от датчиков давления F и температуры f_T, представленный частотой электрических колебаний, фиксировался в памяти измерителя и контрольным частотомером. По окончании процедуры изменения давления измеритель подключался через модуль сопряжения к ЭВМ, и ча-

стотные сигналы из памяти измерителя считывались и сохранялись в файле.

На рисунке 1 представлена тарировочная кривая датчика температуры, методами регрессионного анализа для нее выбрана линейная модель.

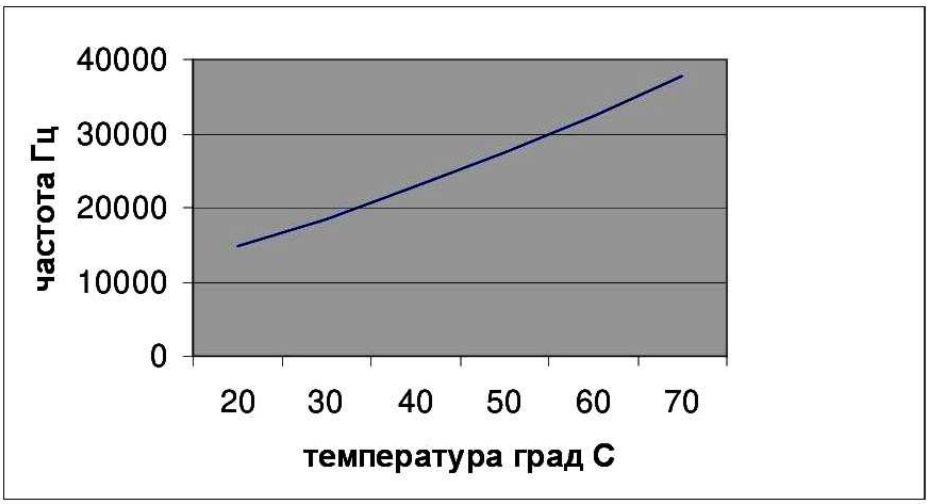

Рисунок 1 – Тарировочная характеристика датчика температуры

На рисунке 2 показано изменение чувствительности датчика давления. В целом чувствительность достаточно высока, порядка 60 герц на атмосферу, но существенная нелинейность и даже смена ее знака осложняют пересчет частотного сигнала датчика в измеряемое давление. Смена знака и низкая чувствительность при малых давлениях обусловили нижний предел измерения давления в 20 атм. Верхний предел работоспособности будет определяться механической прочностью конструкции и в первую очередь кольцевыми уплотнениями, примененными в конструкции датчика и в принципе может быть увеличен до 1000 атм.

Для пересчета частотного сигнала датчика давления в атмосферы применены регрессионные модели в виде полиномов разных степеней. Анализ разностей между показаниями грузопоршневого манометра и давлениями, рассчитанными регрессионным моделям по частотным сигналам ВИД-1, показывает, что у полинома второй степени абсолютная погрешность в 2–3 раза больше, чем у полиномов старших степеней. Так, принятая нами замена тарировочной кривой регрессионной моделью пятой степени вносит приведенную к верхнему пределу измерений погрешность

максимум 0,5 %, а в среднем по диапазону до 400 атм в два раза меньше.

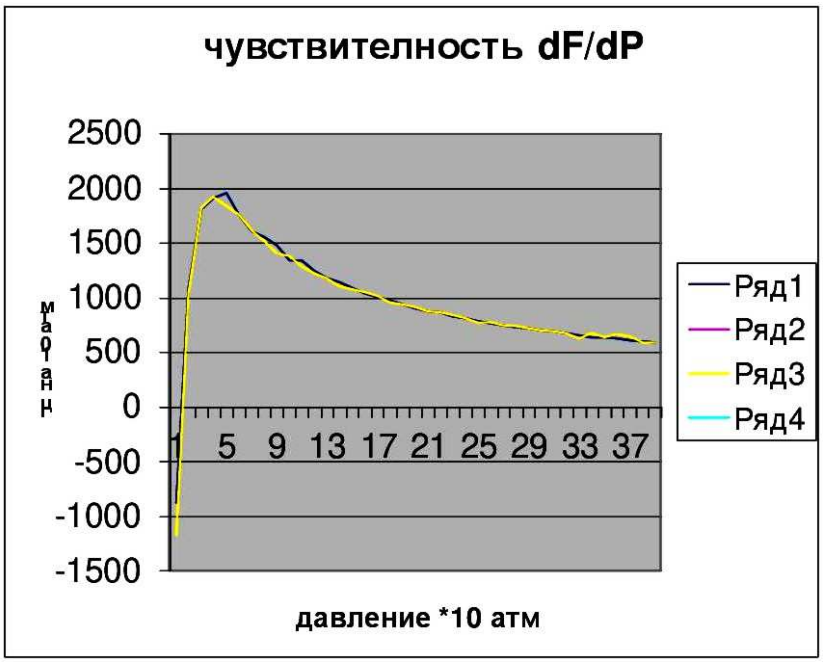

Рисунок 2 – Изменение чувствительности магнитоупругого датчика усилий при различных температурах (30 градусов-ряд 1, 40 – ряд 2, 60 – ряд 3, 70 – ряд 4) и изменении давления тарировки от 0 до 400 атм.

Из сопоставления тарировок, полученных при разных температурах с перерывом во времени в четыре месяца, следует, что чувствительность меняется и от температуры, и от времени, в пределах +0.05 атм. Причем при больших давлениях чувствительность практически не меняется.

Для чтения выполненных измерений ВИД-1 подключается к ЭВМ через специальный модуль сопряжения. Драйвер модуля сопряжения спрашивает у пользователя общее время проведения измерений и интервал в секундах между соседними измерениями. После этого на жестком диске компьютера создается два файла в кодах ASCII. Один файл содержит две колонки целых чисел: номер измерения и частоту сигнала датчика давления (каждое шестьдесят четвертое измерение – сигнал датчика температуры). Второй файл содержит в каждой строке время, прошедшее с момента включения прибора (час: мин: сек), частоту сигнала датчика в герцах, давление в атмосферах и температуру в градусах Цельсия.

Давление и температура получены пересчетом частотного сигнала по регрессионным моделям. Так как тарировочные характеристики каждого экземпляра прибора индивидуальны, то и в драйвер модуля сопряжения для работы с данным экземпляром прибора для достоверности второго файла должны быть введены коэффициенты регрессионных моделей, построенных по тарировочным данным этого прибора.

В настоящее время опытные экземпляры ВИД-1, прошли лабораторные и промысловые испытания.

Были осуществлены спуски автономного измерителя в скважины НГДУ «Черноморнефть». В скважину № 889 спуск измерителя был осуществлен на глубину 910 м с предварительной остановкой на 10 минут на глубине 810 м. Общая картина спуска, созданная средствами мастера диаграмм EXCEL, дана на рисунке 3.

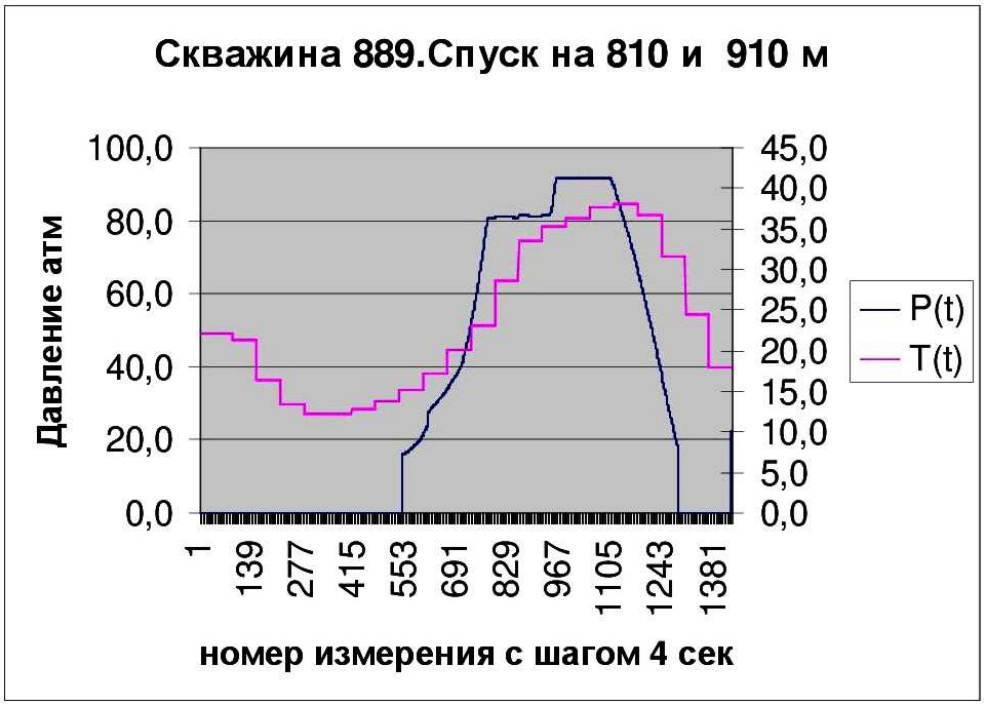

Рисунок 3 – Изменение давления и температуры в процессе спуска-подъема ВИД-1 в скважину

Перед спуском автономного измерителя в эту же скважину был спущен манометр МГГ. Расхождение в абсолютных значениях измеренных давлений составило 3 атм. Перепад давлений между глубинами 810 и 910 по показаниям обоих манометров составлял 10.1 атм.

Литература

1. Видовский Л.А. Единство математических моделей прямых и обратных задач оптимизации и управления пространственно распределёнными комплексами / Л.А. Видовский // Научные труды КубГТУ. – 2018. – № 11. URL : https://ntk.kubstu.ru/file/2388https://ntk.kubs tu.ru/tocs/

2. А.с.1183845 СССР. Магнитоупругий датчик давления / А.Л. Видовский, Л.А. Видовский, А.В. Татаринов, В.П. Морозов, П.Т. Нечепуренко. – 1983.

3. Видовский А.Л. Методика измерения давления и температуры в зацеменетированной части заколонного пространства скважины аппаратурой ЗИД-1. Ротапринт ВНИИКР нефти. – Краснодар, 1975. – 45 с.

УДК 622

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский Государственный Технологический Университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Вольф Владислав Вадимович
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики. Краснодар, Россия

Аннотация. Гидродинамические исследования скважин и пластов (ГДИС), являются важнейшим методом сбора неизвестных параметров, необходимых при разработке месторождений. ГДИС представляют собой совокупность мероприятий, которые направлены на измерение давления, температуры, дебита и отбора проб флюидов пласта в до сих пор работающих или уже остановленных скважинах. Одним из способов таких ГДИ является метод гидропрослушивания, который позволяет определять характеристики областей, превышающих области нестационарных исследований, а именно параметры межскважинного пространства.
Ключевые слова: гидропрослушивание, гидродинамические исследования, пьезопроводность, гидропроводность, гидродинамическая связь.

1. Введение. Гидропрослушивание осуществляется с целью изучения параметров пласта (пьезопроводность, гидропроводность), линий выклинивания, тектонических нарушений и т.п. Сущность метода заключается в наблюдении за изменением уровня или давления в реагирующих скважинах, обусловленным изменением отбора жидкости в соседних возмущающих скважинах. Фиксируя начало прекращения или изменения отбора жидкости в возмущающей скважине и, начало изменения давления в реагирующей скважине, по времени пробега волны давления от одной скважины до другой можно судить о свойствах пласта в межскважинном пространстве.

Метод применяется на залежах, эксплуатирующихся при давлениях выше давления насыщения и используется при условии фильтрации однофазной жидкости или водонефтяной смеси.

Возмущающей может быть действующая, либо простаивающая добывающая, либо нагнетательная скважина.

Разновидности метода гидропрослушивания:

1) скачкообразное изменение дебита возмущающей скважины;

2) плавное изменение дебита возмущающей скважины;

3) периодическое изменение дебита возмущающей скважины.

Эти разновидности метода гидропрослушивания применяют для уточнения свойств пластовой системы для конкретной области пласта и для отдельных пропластков.

2. Методология. До начала исследований действующая скважина должна работать на постоянном режиме не менее 10–15 суток, простаивающая не должна эксплуатироваться в течение этого же срока. Нагнетательная скважина должна быть либо предварительно выключена, либо работать в стабильном режиме. При выборе реагирующих скважин должны обязательно соблюдаться условия:

- возможность спуска манометра под уровень жидкости;
- наличие связи скважины с пластом.

Возможны три варианта получаемых значений коэффициента ГП на участке между исследуемыми скважинами по сравнению с призабойной и удаленной зонами пласта вокруг скважин:

1. $\varepsilon_3 \geq \varepsilon_1$ и ε_2;
2. $\varepsilon_3 < \varepsilon_2$ и ε_1 – имеется зона неоднородности;
3. $\varepsilon_3 = 0$ – имеется непроницаемая граница.

Если при гидропрослушивании в скважине не отмечается реагирование на изменение отбора в соседней скважине, то это указывает на отсутствие гидродинамической связи между скважинами вследствие наличия непроницаемого экрана (тектонического нарушения, выклинивания пласта). Таким образом, гидропрослушивание позволяет выявить особенности строения пласта, которые не всегда представляется возможным установить в процессе разведки и геологического изучения месторождения.

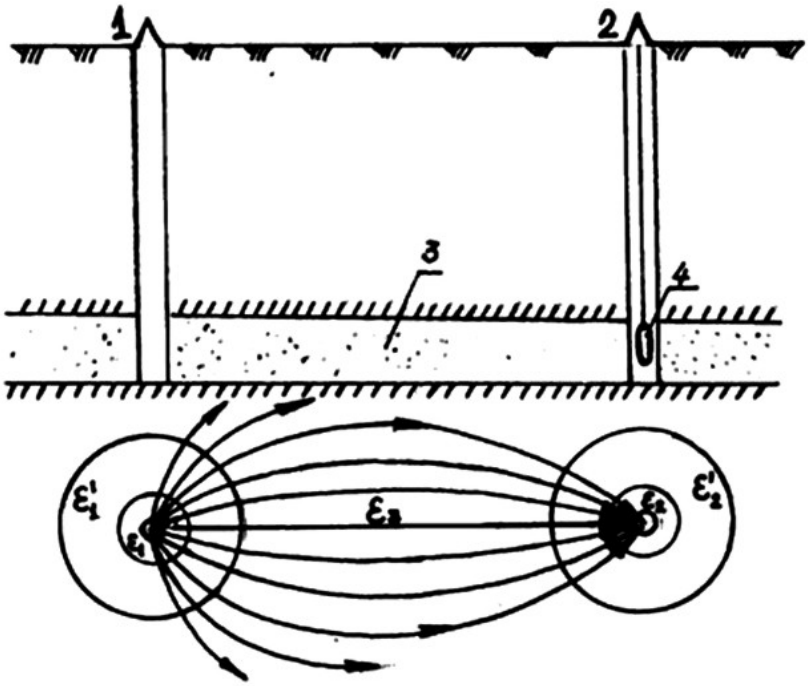

Рисунок 1 – Схема проведения гидропрослушивания пластов:
1 – возмущающая скважина; 2 – реагирующая скважина; 3 – пласт;
4 – глубинный прибор (манометр или дифманометр);
ε_1 и ε_2 – коэффициенты гидропроводности призабойных зон пласта;
ε_1^1 и ε_2^1– коэффициенты гидропроводности удаленных зон пласта;
ε_3 – коэффициент гидропроводности пласта на участке
между возмущающей и реагирующей скважинами

Возмущение состоит в изменении состояния скважины (при остановке, пуске, изменении дебита). Достаточность возмущения подтверждается обязательным специальным расчетом или оценкой характера взаимодействия скважин с помощью гидродинамического моделирования.

В длительно простаивающих скважинах перед установкой в них контрольно-измерительной аппаратуры должны быть выполнены специальные исследования по оценке сообщаемого ствола с вмещающим пластом, путем доливания жидкости или способом «оттатрывания». В скважинах с загрязненным забоем перед ГДП необходимо выполнить дополнительные работы по его очистке.

В реагирующих скважинах проводится непрерывная запись кривых реагирования давления на забое во времени. Регистрация давления начинается не менее, чем за сутки до изменения режима работы возмущающей скважины, и продолжается в течение расчетного времени реагирования.

Способы обработки кривых реагирования:

1. Графоаналитические методы (способ касательной);
2. Методы характерных точек (по экстремуму кривой);
3. Методы эталонных кривых;
4. Аналитические методы.

При оценке фильтрационных параметров пластов по результатам гидропрослушивания применяются те же подходы, которые используются для ГДИС в целом. Основная специфика интерпретации этого вида гидродинамических исследований состоит в том, что изменение давления в реагирующей скважине (аномалию ГДП) наблюдают на фоне общих изменений давления, вызываемых разработкой части или даже всей залежи.

Обнаружение аномалии ГДП в реагирующей скважине свидетельствует о ее гидродинамической связи с возмущающей скважиной. Скорость нарастания и величина аномалии определяются параметрами исследуемого пласта. По результатам ГДП возможна раздельная (независимая) оценка средних значений гидропроволности и пьезопроводности пласта. Это позволяет рассчитать среднюю работающую толщину пласта – то есть толщину, по которой происходит движение флюида по пласту на момент исследования. Это очень важная информативная возможность метода, отличающая его от других модификаций ГДИС (рис. 2).

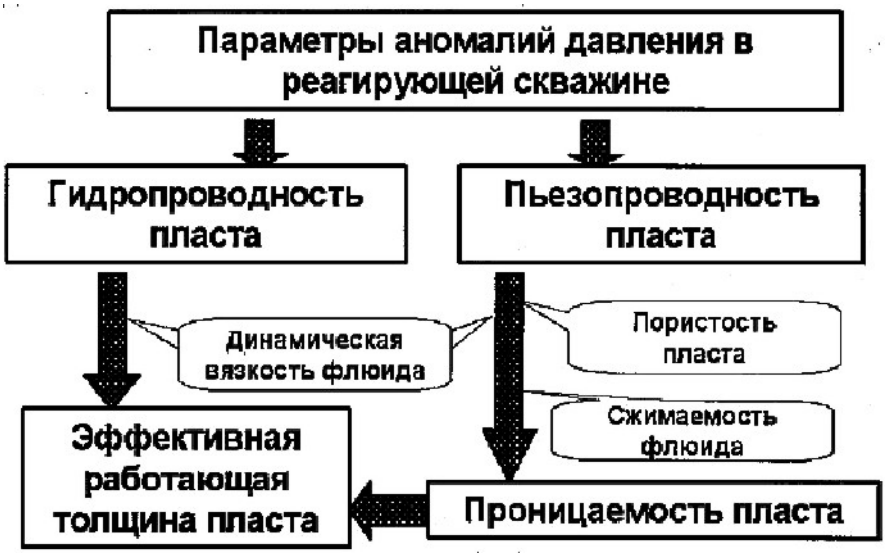

Рисунок 2 – Оценка проницаемости и эффективной работающей толщины пласта по результатам ГДП

3. Методы экспресс – обработки результатов ГДП. Экспресс-обработка аномалий гидропрослушивания предполагает анализ аномалий на основе упрощенных моделей системы «скважина-пласт».

Все методы экспресс – обработки результатов ГДП делятся на две группы. Первая группа объединяет методы, основанные на использовании отдельных характерных точек, выделяемых на кривой реагирования. Точность результатов при определении параметров пласта этими методами зависит от точности выделения характерных точек. На практических кривых выделить эти точки очень трудно, а иногда и вообще невозможно.

Вторая группа (методы интервальной обработки) объединяет методы, основанные на использовании всей фактической кривой или ее участка.

Вывод. Таким образом, исходя из результатов статьи можно сделать вывод, что гидродинамические исследования скважин актуальны в современное время, выполняют важную функции при проектировании и разработки месторождений, а конкретно гидропрослушивание пласта имеет свои особенности и преимущества перед другими методами ГДИС.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев, В.П. Шубина, Г.А. Го-

рохова, А.Р. Зарипов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков; ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов. Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. (2015). Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова. Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев. Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев. Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода. Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Лядов Б.С. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев. Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов. Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин. Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин. Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин. Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

УДК 622

ИМПУЛЬСНО-ДОЗИРОВАННОЕ ТЕПЛОВОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ (ИДТВ) НА ПЛАСТ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский Государственный Технологический Университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Вольф Владислав Вадимович
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики.

Аннотация. Последние десятилетия развития нефтяной промышленности России характеризуются ухудшением структуры запасов нефти. Особое внимание научных работников и производственников все больше занимает проблема разработки сложнопостроенных залежей нефти и газа, сложенных карбонатными коллекторами, содержащими нефть повышенной и высокой вязкости Запасы нефти и газа, приуроченные к таким коллекторам. С содержанием в них вязкой и высоковязкой нефти к настоящему времени составляют около 50 % от всех разведанных запасов. В нашей стране доля трудноизвлекаемых запасов нефти в сложнопостроенных коллекторах составляет свыше 70 %. В основе технологии импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) лежит решение наиболее проблемных задач разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти, с целью значительного повышения конечного нефтеизвлечения и ресурсосбережения с меньшими капитальными вложениями.
Ключевые слова: технология ИДТВ, высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы, увеличение нефтеотдачи, карбонатные коллектора.

1. Введение. Метод импульсно-дозированного теплового воздействия (ИДТВ) был предложен В.И. Кудиновым в 1984 году. Данный метод предусматривает закачку импульсами холодной воды и теплоносителя в ранее рассчитанных объемах для

поддержания эффективной температуры в пласте. В качестве основного преимущества данной технологии является его возможное применение для глубин залегания до 2500 метров. За счет отсутствия непрерывной закачки происходит снижение энергозатрат за счет уменьшения объемов нагнетаемого теплоносителя. Эффективная температура обеспечивает снижение вязкости пластовой нефти, и, как следствие рост добычи скважин.

Эффективное использование паронагнетательных установок, которые в период нагнетания холодной воды используются на других элементах залежи для теплового воздействия. Тем самым происходит увеличение охвата пласта тепловым воздействие и последующее увеличение нефти.

В порово-трещинных коллекторах, содержащих высоковязкую нефть, проблема увеличения нефтеотдачи связана с извлечением нефти главным образом из низкопроницаемых пористых матриц. Фильтрация, происходящая в подобных пластах, осуществляется по системе трещин, тем самым необходимо при осуществлении технологии создать условия для увеличения массообмена межд трещинами и матрицами с низкой проницаемостью и дальнейшим вовлечением их в разработку.

Эффективность процесса вытеснения зависит от соотношения вязкостей вытесняемой и вытесняющей фаз – данное суждение применимо для систем трещин. В то время как для низкопроницаемых матриц в основе процесса находятся фактор теплового расширения вытесняемой фазы, а также проявление молекулярно-поверхностных сил. Таким образом, для увеличения коэффициента вытеснения и нефтеотдачи для месторождений с высоковязкой нефтью необходимо создать благоприятные условия для усиления проявления представленных факторов. Тем самым произойдет ускорение процесса массообмена трещин и блоков.

Важным преимуществом импульсно-дозированного теплового воздействия является энергосбережение, которое достигается за счет ограничения объема вводимого в пласт теплоносителя уровнем прогрева пласта до так называемой «эффективной» температуры, определяемой по кривой зависимости вязкости нефти от температуры. Понятие «эффективная температура» впервые обосновано для тепловых методов и имеет принципиальное значение. Эффективная температура ($T_{эф}$) – это температура, выше

которой расход теплоносителя не приводит к существенному снижению вязкости и приросту КИН. Главная особенность метода ИДТВ, которая заключается в цикличности нагнетания теплоносителя и холодной воды, позволила преодолеть барьер предельной глубины для применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи и увеличила ее до 2500 метров.

Технология импульсно-дозированного теплового воздействия не требует дополнительных конструкций и установок для осуществления процесса, применяются стандартные паронагнетательные скважины с теплоизолированными НКТ, которые уменьшают потери тепла по стволу.

2. Методология. Сущность технологии ИДТВ заключается в циклическом попеременном вводе в пласт теплоносителя и холодной воды (с формирование тволнового теплового фронта) в строго расчетных пропорциях с созданием в пласте «эффективной температуры» – $T_{эф}$ Объемы порций теплоносителя $V(T)$ и холодной воды $V(X)$ определяются по формуле (1):

$$\frac{V(T)}{V(X)}=\frac{\left[V_{пор}\left(\frac{\beta M}{m}\left(T_{эф}-T_0\right)+\alpha\rho_ж i_ж\right)+\sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}}\cdot\frac{2\beta}{mH}\sqrt{\frac{\alpha V_{пор}}{q}}\left(T_{эф}-T_0\right)\right]}{\alpha V_{пор}\left(\rho_т i_т-\rho_х i_х\right)-V_{пор}\left(\frac{\beta M}{m}\left(T_{эф}-T_0\right)\right)+\alpha\rho_ж i_ж+\sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}}\cdot\frac{2\beta}{mH}\sqrt{\frac{\alpha V_{пор}}{q}}\left(T_{эф}-T_0\right)},$$

где $V_{пор}$ – объём порового пространства пласта участка разработки, m^3; m – пористость пласта, доли единицы; $T_{эф}$ — эффективная температура вытеснения нефти, выше которой вязкость нефти изменяется незначительно, °C; T_0 — начальная температура пласта, °C; $p_ж$, $p_т$, $p_х$ – плотность, соответственно, добываемой жидкости, теплоносителя и холодной воды, кг/м^3; $i_ж$, $i_т$, $i_х$ – теплосодержание, соответственно, добываемой жидкости, теплоносителя и холодной воды, ккал/кг; M – объемная теплоемкость пласта с насыщающими его жидкостями, ккал/м^3 × °C; C_0 – объемная теплоемкость окружающих пород, кДж/м^3 × °C; H – толщина пласта, *м*; q – темп нагнетания агента в пласт, м³/ч; α, β – безразмерные коэффициенты (значение $\beta = 1$ соответствует прогреву всего пласта).

Значение коэффициента α рассчитывается по формуле (2):

$$\alpha = \frac{Q(T)+Q(X)}{V_{\text{пор}}}.$$

Потери тепла в породах, окружающие нефтяной пласт, а следовательно, и тепловая эффективность процесса зависят в основном от разности температур между продуктивным пластом и окружающими породами.

На (рис. 1) представлена зависимость вязкости пластовой нефти от температуры при давлении 10 Мпа.

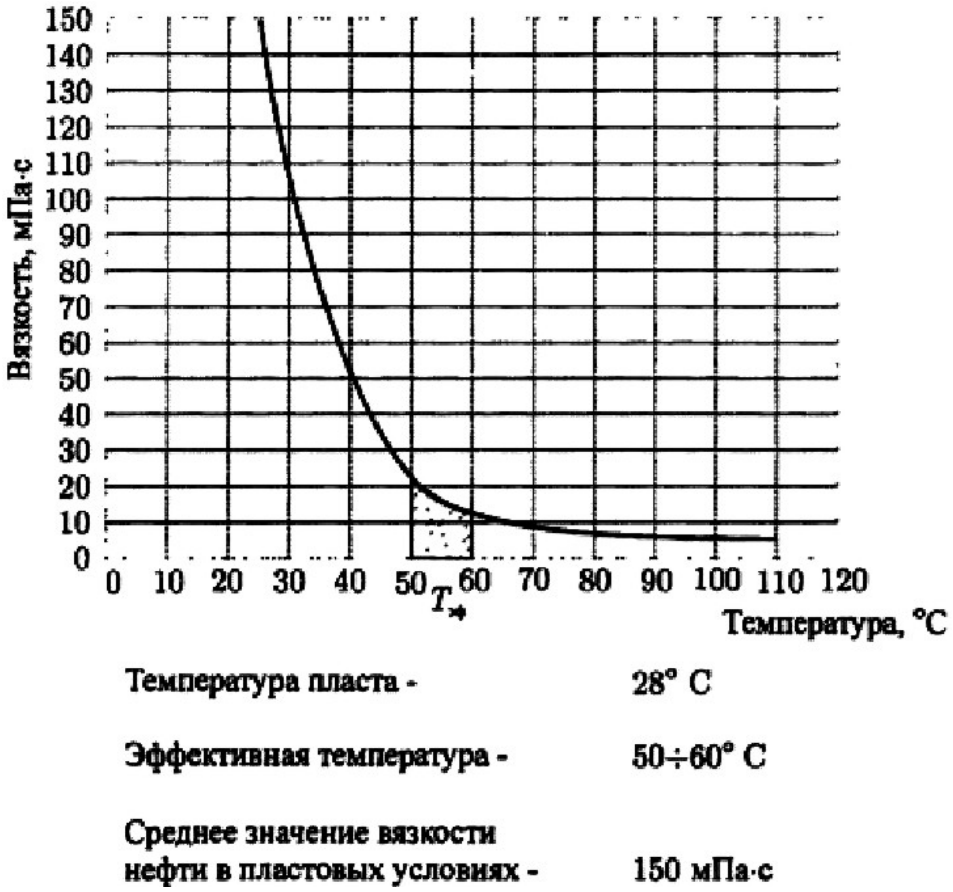

Рисунок 1 – Изменение вязкости пластовой нефти от температуры

На (рис. 2) номограмма зависимости объемов порций импульсов теплоносителя *V*(*T*) и холодной воды *V*(*X*) от эффективной температуры вытеснения нефти Тэф при разных температурах нагнетаемого теплоносителя *Тх*.

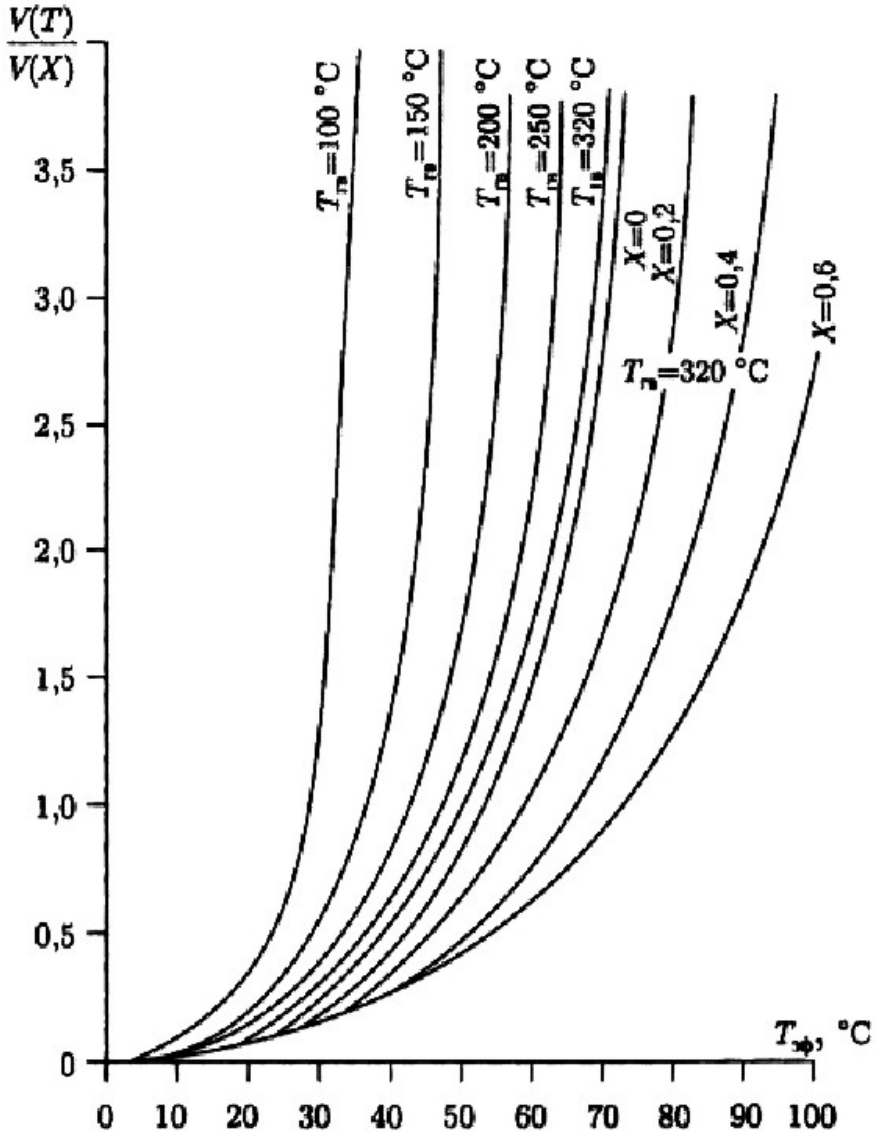

Рисунок 2 – Зависимость объемных отношений импульсов теплоносителя $V(T)$ и холодной воды $V(X)$ от эффективной температуры $T_{эф}$ при разных температурах нагнетательного теплоносителя $T_{гв}$; α = 2

После определения эффективной температуры вытеснения принимается условие, что при суммарном нагнетании теплоносителя и холодной воды в объеме $\alpha V_{пор}$ средняя температура части пласта $\beta V_{пор}$ должна быть равной $T_{эф}$. В этом случае уравнение баланса тепла будет определяться по формуле (3):

$$Q(T)\rho_{т}i_{т} + Q(X)\rho_{х}i_{х} = Q_1 + Q_2 + Q_3,$$

где $Q(T)$ – объем нагнетаемого теплоносителя в перерасчете на конденсат; Q(X)– объем нагнетаемой холодной воды; Q_1 – количество тепла, накапливаемого в пласте; Q_2 – количество

тепла, выносимого из пласта вместе с добываемой жидкостью; Q_3 – количество тепла, теряемого в окружающие породы.

Также объем нагнетаемого теплоносителя и холодной воды удовлетворяют соотношению, представленному в формуле (4):

$$Q(T)+Q(X)=\alpha V_{\text{пор}}.$$

Количества тепла, выносимого из пласта вместе с добываемой жидкостью, определяется по формуле (5):

$$Q_2=\alpha V_{\text{пор}}\cdot\rho_{\text{ж}}i_{\text{ж}},$$

Теплопотери в окружающие породы составляют:

$$Q_3=\frac{2\beta V_{\text{пор}}}{mH}\sqrt{\frac{\lambda_0 c_0}{\pi}}\left(T_{\text{эф}}-T_0\right)\sqrt{\frac{\alpha V_{\text{пор}}}{q}}. \qquad (6)$$

Из представленных формул видно, что объемы порций теплоносителя $V(T)$ и холодной воды $V(X)$ – связаны друг с другом соотношением:

$$\frac{V(T)}{V(X)}=\frac{Q(T)}{\alpha V_{\text{пор}}-Q(T)}. \qquad (7)$$

Введение в расчетах коэффициента α позволило показать объем суммарной закачки теплоносителя и холодной воды по отношению к общему объему пор рассматриваемого участки пласта. Исходя из практики применения тепловых методов на месторождениях, обеспечение необходимого охвата пласта вытеснением обеспечивается при значении $\alpha \geq 2$. В решении примем значение коэффициента равного 2, так как с его увеличением будет происходить увеличение потерь в окружающие породы и рост производственных затрат, тем самым эффективность от применения процесса ИДТВ будет снижаться.

Вторым вводимым коэффициентом в уравнении для нахождения суммарных объемов закачки воды и теплоносителя является коэффициент β, который показывает долю прогретой части пласта. Если $\beta < 1$, то необходимо прогреть какую-то часть пласта (выбранного элемента), при значении $\beta = 1$ встает вопрос о необходимости прогрева всего пласта.

Основная задача расчетов состоит в нахождении необходимых объемов закачки теплоносителя $Q(T)$ и холодной воды $Q(X)$, а также их соотношения $Q(T)$ / $Q(X)$, которые бы смогли обеспечить создание и последующее поддержание во всем пласте эффективной температуры Тэф. Важным условием является то, что их суммарная закачка должна быть примерно равна двум поровым объемам.

Таким образом, при $\alpha = 2$ и $\beta = 1$ по предложенной формуле (1) определяем постоянное значение соотношения $V(T)$ / $V(X)$ на весь период теплового воздействия. Использование для этой цели других значений ($\beta < 1$) нецелесообразно, так как в этом случае обеспечивается прогрев до Тэф лишь части объема пласта.

Вывод. Проблемы разработки высоковязких нефтей особо остро стоит в России, так как 50 % всех разведанных запасов в России приурочены к коллекторам, содержащим в них вязкой и высоковязкой нефти. В данной статье был описан один из методов разработки вязких и высоковязких нефтей, методом импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ) и особенности этого метода. Важным преимуществом импульсно-дозированного теплового воздействия является энергосбережение, которое достигается за счет ограничения объема вводимого в пласт теплоносителя.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев, В.П. Шубина, Г.А. Горохова, А.Р. Зарипов // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков; ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. (2015). Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция. Нефть. Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова. Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев. Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев. Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода. Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ И ГАЗА

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский Государственный Технологический Университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru

Колесник Алина Евгеньевна
Кубанский государственный технологический университет, студентка. E-mail: alinakolesnikalina@yahoo.com

Задачин Александр Александрович
Кубанский государственный технологический университет, студент. E-mail: zadachin.aa@mail.ru

Аннотация. Современная технология гидроразрыва пласта была внедрена в нефтегазовой отрасли в 1940-х годах. С тех пор он широко используется в качестве метода интенсификации притока в нетрадиционные коллекторы с целью увеличения добычи углеводородов. Достижения в технологии направленного бурения в сланцевых коллекторах позволили гидроразрыву пласта стать широко распространенной практикой во всем мире. Технологию гидроразрыва можно разделить по типу жидкости для гидроразрыва в зависимости от ориентации скважины на вертикальный, наклонный или горизонтальный гидроразрыв. Глубина, естественные трещины, технология заканчивания скважин, мощность и чувствительность пласта сланцевого коллектора – все это играет роль в выборе жидкости для гидроразрыва и ориентации гидроразрыва. В настоящее время наиболее распространенными технологиями являются многосекционный ГРП, гидроразрыв пласта. разрыв сети трещин, повторный разрыв, одновременный разрыв и разрыв CO_2 и N_2. В этой главе кратко рассматриваются технологии, используемые при гидроразрыве сланцевого коллектора.

Ключевые слова: ГРП, сланцевые коллекторы, трещины, геологические факторы, инженерные факторы.

Классическая теория гидроразрыва пласта указывает на то, что основная образовавшаяся трещина представляет собой симметричную двустворчатую плоскость, проходящую параллельно направлению максимального главного напряжения.

Однако обработка ГРП на месторождении полностью отличается, поскольку имеет место сложная сеть трещин, в которой основная трещина и другие более мелкие ответвленные трещины одновременно расширяются в зоне распространения трещины.

Микросейсмическое картирование показывает, что гидроразрыв пласта в сланцах формирует систему сети с множеством трещин, которая состоит из сложных трещин. По картированию был сделан вывод, что направление естественных трещин было на северо-запад, а направление распространения индуцированных трещин гидроразрыва было на северо-восток, где они пересекались с естественными трещинами. Это привело к появлению множества пересекающихся линейных элементов и образованию сложной трещины. Основываясь на характеристике расширения трещин в сланцевых коллекторах, трещины гидроразрыва подразделяются на четыре основных типа: одноплоскостная двустворчатая трещина, сложная множественная трещина, сложная множественная трещина с открытыми естественными трещинами и сложная сеть трещин, как показано на рисунке 1.

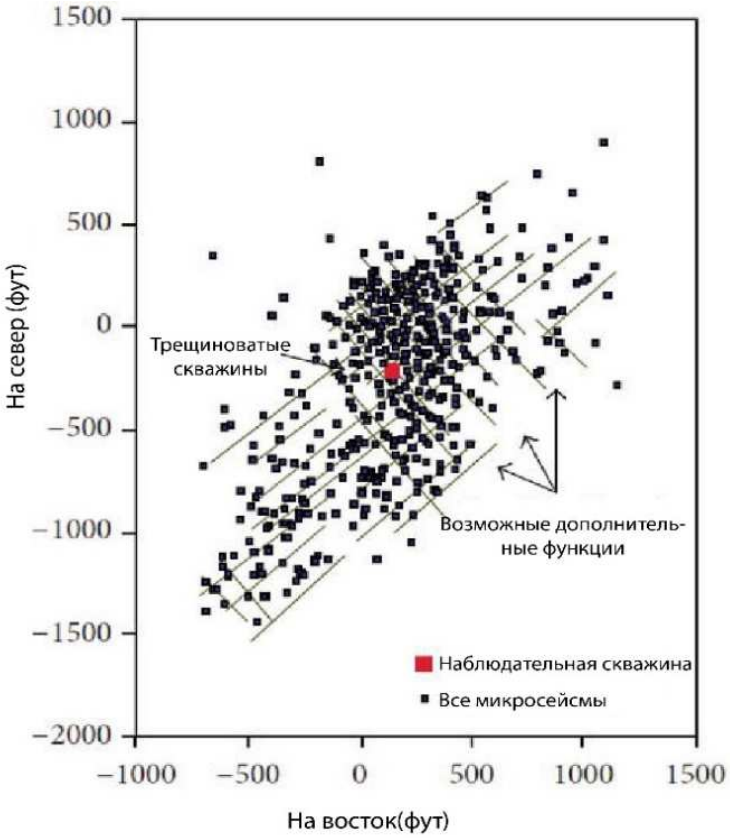

Рисунок 1 – Расширение сети множественных трещин в сланцевых коллекторах во время гидроразрыва пласта

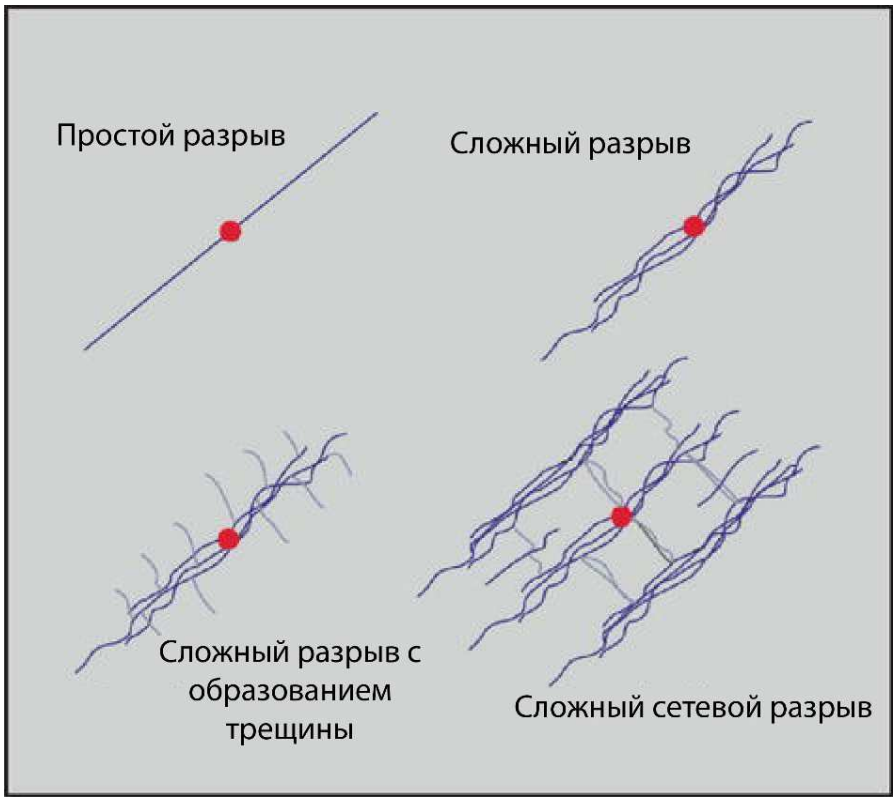

Рисунок 2 – Сложность классификации трещин ГРП

Подтверждая полевые наблюдения из сейсмического картирования, эксперименты по моделированию показывают, что индуцированная трещина гидроразрыва представляет три типа расширений при пересечении с естественными трещинами: пересечение естественных трещин, распространение вдоль естественных трещин или пересечение, и в то же время продолжаются. Был сделан вывод, что сеть трещин будет сильно формироваться в процессе гидроразрыва пластов с естественной трещиноватостью. Более того, несколько лабораторных экспериментов подтвердили существование сети трещин и обнаружили, что сеть трещин легко образуется при закачке жидкости с низкой вязкостью. Другие наблюдения предполагают, что сети с множественными трещинами в области сланцевых коллекторов являются ключом к увеличению объема стимулированного коллектора (SRV), где успех обработки зависит от того, может ли трещина гидроразрыва распространиться с образованием сети с несколькими трещинами.

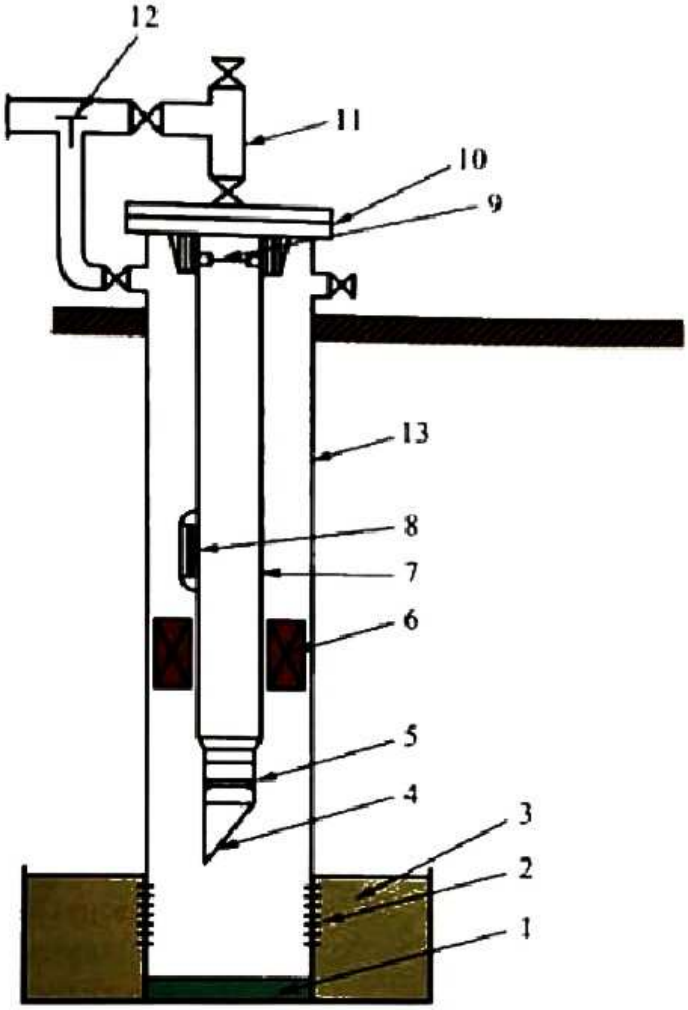

Рисунок 3 – Схема подземного оборудования при ГРП:
1 – искусственный забой скважины; 2 – интервал перфорации; 3 – продуктивный пласт; 4 – скошенный конец; 5 – ниппель (для ловильных работ); 6 – пакер; 7 – НКТ; 8 – промывочный клапан; 9 – предохранительный клапан; 10 – трубная головка; 11 – устьевая арматура (рабочее давление 70 МПа); 12 – перепускной клапан; 13 – эксплуатационная колонна

Понимание правил зарождения и распространения трещин – это основные проблемы, с которыми приходится сталкиваться при начале гидроразрыва пласта, поскольку необходимо учитывать несколько важных геологических и инженерных факторов, влияющих на формирование сети множественных трещин.

Геологические факторы ГРП:

1. Минеральный состав. Хрупкость контролируется минералогией, так как концентрация минералов в хрупкости, хрупкость горных пород становится выше, а развитие естественных трещин становится лучше (увеличение / уменьшение концентрации минералов).

2. Механические свойства. Коэффициент Пуассона и модуль Юнга объединяются, чтобы отразить способность породы разрушаться под действием напряжения (коэффициент Пуассона) и поддерживать трещиноватость (модуль Юнга) после разрушения породы. Чем ниже коэффициент Пуассона и выше значение модуля Юнга, тем более хрупкой порода и трещина распространяется на сеть трещин.

3. Распространение естественных трещин. Поскольку естественные трещины имеют большое влияние на расширение трещины гидроразрыва, чем более развиты естественные трещины, тем сложнее расширение трещины гидроразрыва.

4. Поле горизонтальных напряжений. Сеть с множественными трещинами контролируется путем пересечения интенсивности между индуцированными трещинами и естественными трещинами. Гидравлический разрыв будет распространяться вдоль естественных трещин при низком горизонтальном напряжении и пересекать естественные трещины в условиях высокого горизонтального напряжения.

Инженерные факторы:

1. Чистое давление гидроразрыва. Более высокое давление гидроразрыва могло бы вызвать более сложные трещины, где можно вызвать ответвления гидроразрыва с образованием сложной сети трещин.

2. Вязкость жидкости. Вязкость имеет важное влияние на сложность расширения трещины; из лабораторных экспериментов видно, становится ли вязкость жидкости выше; значительно снижается сложность перелома. Закачка высоковязкой жидкости при обработке месторождения снизит сложность сети трещин.

3. Масштаб трещиноватости. Влияние масштаба гидроразрыва можно увидеть в масштабе добычи, поскольку закачивается большое количество жидкости для гидроразрыва; чем больше общая длина сети трещин, тем сложнее полученная сеть трещин и тем выше соответствующий дебит скважины. Использование большого масштаба гидроразрыва является важной мерой для увеличения SRV, что важно для улучшения эффекта стимуляции при гидроразрыве сланца, где чем больше SRV, тем выше добыча.

Основная цель обработки – получить максимальную отдачу от каждой стадии и каждого кластера в сети гидроразрыва. Оптимизация жидкости для гидроразрыва и учет вышеупомянутых факторов могут помочь в достижении равномерного распределения потока и эффективности сети, что может способствовать увеличению добычи. Практика показала, что в большинстве случаев, когда это было измерено, только 30–60 % скоплений трещин в стволе скважины обеспечивают измеряемую добычу.

Нетрадиционные коллекторы показывают значительный спад после нескольких месяцев добычи, что ставит под угрозу экономику и требует увеличения или стабилизации добычи. Снижение добычи из нетрадиционных коллекторов объясняется закрытием и повреждением сети трещин внутри пластов. Следовательно, повторный гидроразрыв пласта как новая технология стал жизнеспособным вариантом для поддержания добычи и увеличения запасов. Повторный гидроразрыв пласта является предпочтительным вариантом по сравнению с бурением и заканчиванием новых горизонтальных скважин, так как его можно проводить с небольшими затратами до 25–40 %, что сводит к минимуму связанные с этим финансовые риски и риски безопасности.

Темпы падения добычи из нетрадиционных пластов более быстры, чем из традиционных пластов, из-за сверхнизкой проницаемости, ограниченного контакта с пластом и первоначальной стратегии заканчивания. Возможность повторного гидроразрыва пласта дает возможность продлить продуктивный срок службы нетрадиционных коллекторов сверх нормы и еще до 20–30 лет. Повторный гидроразрыв восстанавливает добычу из недостаточно эффективных пластов за счет увеличения сети гидроразрыва, замены поврежденного проппанта, обхода зон скин-слоя и соединения старых и новых трещин. Успешный повторный гидроразрыв пласта может увеличить расчетную конечную нефтеотдачу (EUR), сократить время возврата капитала и увеличить чистую приведенную стоимость (NPV) нетрадиционных коллекторов. Анализ кривой спада (DCA) показал, что в скважинах с повторным ГРП было достигнуто среднее увеличение NPV на 60 %; следовательно, повторный гидроразрыв пласта помогает уменьшить изменчивость нетрадиционных характеристик коллектора и

считается лучшим вариантом для решения проблемы снижения добычи.

Есть много способов выполнить повторный гидроразрыв пласта; тем не менее, для рассмотрения выбраны три наиболее распространенных метода повторного гидроразрыва пласта, а именно метод отклонения, метод ГРП с гибкой трубой и метод механической изоляции:

1. Отвод: в этом методе используются отводящие агенты для закупоривания существующих трещин или перфораций, что позволяет перераспределить повторный гидроразрыв в новые области. Однако трудно контролировать, какой сегмент латерального отдела будет стимулироваться, поэтому этот метод также известен как «метод накачки и молитвы». Тем не менее, этот метод наиболее широко используется в отрасли, вероятно, потому, что он наиболее экономичен.

2. Колтюбинг: в этом методе используются переставляемые пакеры, если требуется повторный гидроразрыв пласта. Однако при низких расходах через гибкие НКТ этот метод считается неадекватным для условий открытого ствола.

3. Механическая изоляция: в этом методе обычно используются расширяемые вкладыши и заглушки. Однако это требует нового оборудования для повторного гидроразрыва пласта, что существенно увеличивает затраты, поскольку часто требуется использовать полностью новый хвостовик.

Поскольку технология повторного гидроразрыва пласта набирает популярность в нетрадиционных коллекторах, способность изолировать точки доступа к коллектору и перенаправлять жидкости гидроразрыва и проппант в разные части коллектора имеет решающее значение для достижения успешной обработки. Все известные методы имеют преимущества и недостатки; однако часто выбираемый метод основан на простоте использования, рентабельности и воздействии на окружающую среду.

Многие скважины пробурены с устаревшими конструкциями заканчивания; из-за этого они не могут эффективно добывать пласты-коллекторы. Эти скважины специально предназначены для проведения повторного гидроразрыва пласта, потому что это экономическая практика, позволяющая смягчить снижение дебита и максимизировать продуктивность коллектора.

Процесс выбора скважины для повторного гидроразрыва известен как «выбор кандидата», и часто учитываются следующие критерии:

– Журналы или индикаторы, указывающие на непродуктивные участки ствола скважины;

– При первоначальном заканчивании использовалась неправильная жидкость для гидроразрыва или проппант;

– Степень истощения производства;

– Ухудшение проводимости трещины или полудлины подпорки;

– Продуктивность пласта;

– Производительность других близлежащих скважин.

Методология отбора должна быть адаптирована к конкретным потребностям данного месторождения, где могут быть добавлены значительные дополнительные запасы при соблюдении правильного процесса отбора кандидатов.

После повторного гидроразрыва в скважине может наблюдаться увеличение добычи из-за новых трещин или расширения существующих сетей трещин. Успех повторного гидроразрыва может быть определен с помощью эмпирических параметров, таких как дебит за 30 дней до и после повторного гидроразрыва, коэффициент евро на основе DCA.

Компьютерные программы могут моделировать сценарии повторного гидроразрыва со значительной степенью точности несмотря на то, что все методы прогнозирования не обладают надежностью, которая учитывает исходное истощение добычи и условия после повторного гидроразрыва. Однако по мере развития технологий хорошо выполненные компьютерные модели могут генерировать надежные прогнозы, которые позволяют лицам, принимающим решения, уверенно оценивать экономический успех или неудачу повторного гидроразрыва пласта.

Этот метод ограничивает количество перфорационных отверстий и их диаметр при закачке большого объема жидкости для гидроразрыва, что приводит к увеличению забойного давления в больших масштабах. Следовательно, жидкость для гидроразрыва вынуждена шунтироваться в ограниченные входы, создавая новые трещины. Основными преимуществами этого метода явля-

ются относительно простая операция, короткое время работы, тот факт, что множественные трещины создаются за одну операцию, что экологически благоприятно для защиты коллектора. Однако этот метод имеет некоторые ограничения, включая высокое противодавление перфорации, сложность контроля любой отдельной трещины и трещины, которые могут не образоваться в перфорациях горизонтальной скважины с большим интервалом.

Примером применения технологии ГРП с ограниченным входом в горизонтальной скважине является Zhao 57-Ping 35 нефтяного месторождения Дацин. Скважина была разделена на 4 секции, каждая по 19 перфорационных отверстий, и над точкой зарезки был установлен изолирующий пакер. С использованием двух одновременных насосных установок общий объем жидкости для гидроразрыва составил 374,3 $м^3$ при среднем содержании песка 35,6 % и был закачан со скоростью 7,5 $м^3$ / мин. Давление инициирования трещины составило 30,5 МПа, образовалось четыре трещины, общий пролет трещины составил 400 м. Вся операция заняла 79 минут. Обработка оказалась успешной, благодаря чему добыча после ГРП увеличилась в 20–30 раз и достигла уровня добычи 4 вертикальных скважин.

Поскольку ГРП с ограниченным входом не может работать на всех целевых слоях одновременно, метод ступенчатого ГРП используется, когда горизонтальный участок является длинным, и многие слои предназначены для ГРП. Поэтапный ГРП создает множество трещин за счет использования пакеров и/или других сегментирующих материалов. Одновременно работая секцию за секцией, в каждой секции создается одна трещина. Ключевыми моментами для достижения поэтапного ГРП являются инструменты и техника, отвечающие требованиям обработки.

Часто используются три типа методик поэтапного ГРП: разрыв мостовой пробкой, ГРП с гибкой трубой с использованием разветвленного пакера и гелевый комплексно-снарядный ГРП, как показано на рисунке 4. В отличие от разделения пакеров, гидроразрыв гелевого комплекса и снаряда позволяет избежать риска заклинивания скважинного инструмента, но в последнем случае трудно контролировать точки зарождения трещин.

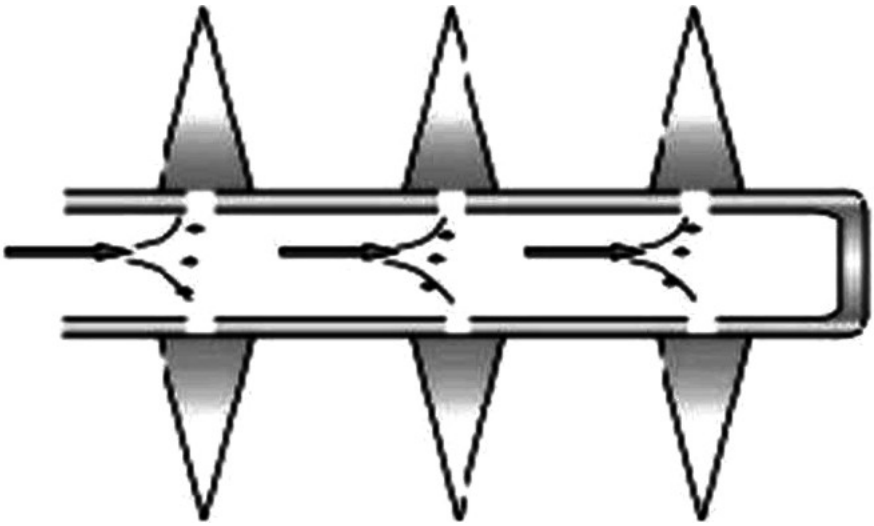

Рисунок 4 – Методика ГРП
с ограниченным входом горизонтальной скважины

Пример применения технологии гелевого ступенчатого ГРП в скважине Сайпин-1 нефтяного месторождения Чанцин, где было создано четыре трещины. Процесс кратко описывается следующим образом: перфорирование конца горизонтальной секции скважины, за которым следует первая обработка гидроразрывом, запуск эксплуатационных испытаний и временная закупорка первой секции гелевой пробкой, заполняющей песок, и, затем, повторение процесса при перфорации второй, третья и четвертая секции с последующими испытаниями пластового давления и добычи.

Желаемой целью гидроразрыва является разработка и эффективная добыча из сланцевого коллектора. Для обеспечения успешной обработки гидроразрывом необходимо использовать надлежащую технологию гидроразрыва, основанную на характеристиках коллектора, таких как минеральное содержание коллектора, физические свойства и геологические условия. Используемая технология гидроразрыва пласта имеет другую желаемую среду для достижения максимального извлечения. Во время процесса гидроразрыва следует проверять содержание жидкости для гидроразрыва на основе содержания минералов в пласте и физических свойств, чтобы улучшить проницаемость коллектора и уменьшить повреждение пласта.

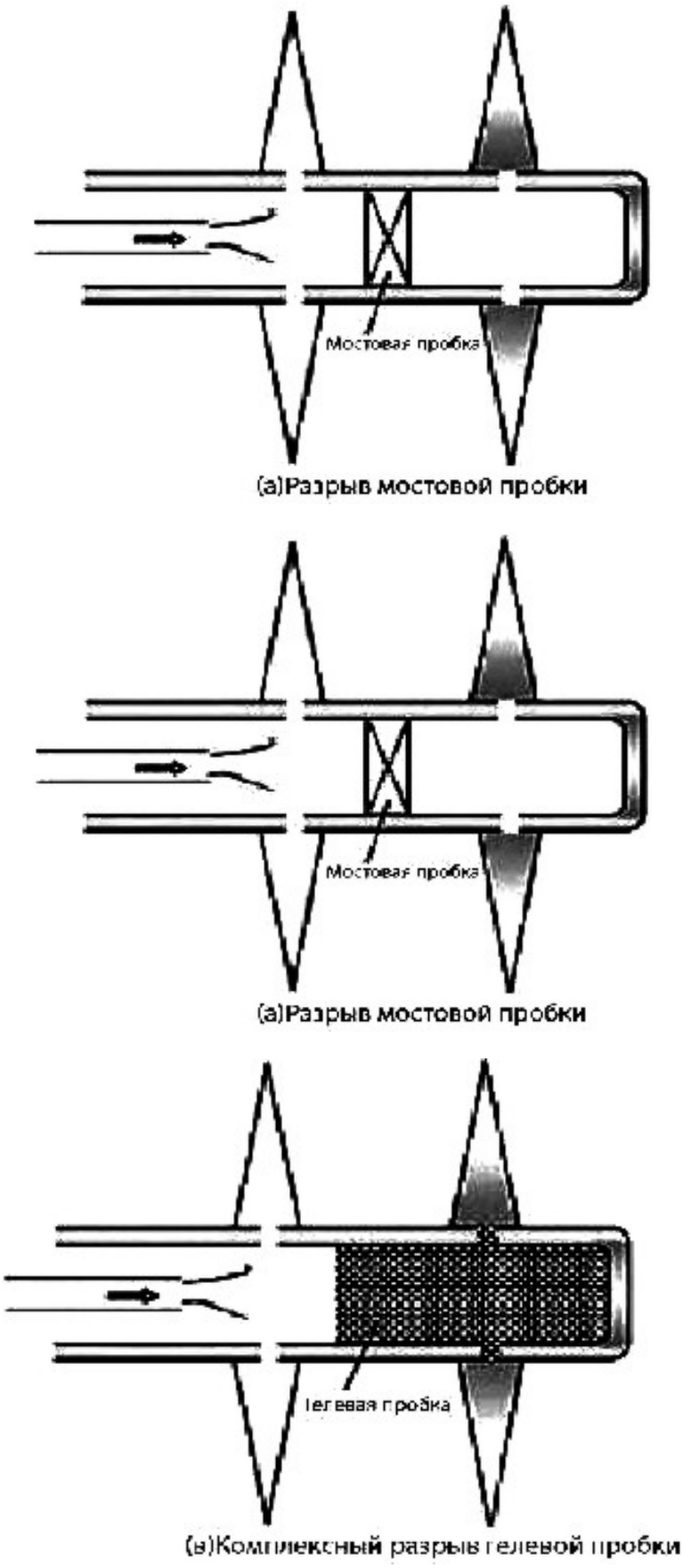

Рисунок 5 – Механизм поэтапного ГРП горизонтальных скважин

Формирование сети с множественными трещинами является ключом к получению эффективного гидроразрыва пласта в сланцевых коллекторах. Если достигается более высокое чистое давление обработки, используется более низкая вязкость жидкости, и более крупномасштабная попытка гидроразрыва была бы более полезной для формирования полностью сети трещин. Геологические факторы коллектора также имеют высокие атрибуты, где индекс хрупкости, упругие характеристики механических свойств породы, горизонтальное напряжение и наличие естественных трещин полезны для получения лучших результатов трещин, развивающихся в сеть с множественными трещинами.

Повторный гидроразрыв имеет потенциал для возобновления энергии естественных трещин и расширения и замены существующей сети трещин с низкой проводимостью. Успешное использование обработки с повторным гидроразрывом зависит от технологии, которая позволяет получить доступ к большим объемам нетрадиционных коллекторов. Мониторинг эффективности заканчивания скважин помогает руководствоваться технологиями и методами получения контроля над стволом скважины, чтобы максимизировать EUR и NPV. Обработка с повторным гидроразрывом оказывает значительное влияние на добычу, поэтому необходимо учитывать экономику разработки нетрадиционных коллекторов, чтобы определить наилучший способ достижения успешного повторного гидроразрыва пласта по мере того, как добыча начинает снижаться.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами грп для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка приобского месторождения / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов // Научно-технический вестник ОАО «НК» «Роснефть». – 2014. – № 27. – С. 22.

2. Анализ применения технологии направленного гидроразрыва пласта на Гриньковском нефтяном месторождении / С.И. Шиян, С.А. Мамедов, А.С. Зиноватный, А.И. Душкин, Л.Г. Кусова // В сборнике: материалы V Международной научно-практической конференции (31 марта 2020 г.) «Булатовские чте-

ния». – Краснодар : Изд-во ООО «Издательский Дом – Юг», 2021. – Т. 1. – С. 265–276.

3. Шиян С.И. Анализ эффективности проведения гидроразрыва пласта в скважинах Ватинского нефтяного месторождения / С.И. Шиян, В.А. Ганзюк // В сборнике: Материалы Международной научно-практической конференции, посвященной 75-летию Победы в Великой Отечественной войне (28 марта 2020 г.) «Наука. Новое поколение. Успех». – Краснодар : Изд-во ООО «Издательский Дом – Юг», 2020. – С. 253–259.

4. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев, В.А. Ольховская, Г.Г. Гилаев, В.М. Хафизов. – Ижевск, 2020.

5. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

6. Ковалёв А.И. Определение пластового давления и прогнозирование равновесной скорости бурения / А.И. Ковалёв, Г.Г. Гилаев, Г.Т. Вартумян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 2. – С. 31–33.

7. Антониади Д.Г. Повышение эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений на поздней стадии / Д.Г. Антониади, Д.А. Кузьмин // Вестник РАЕН. – 2017. – Т. 17. – № 5. – С. 3–7.

8. Юсифов Т.Ю. Эффективность применения гидроразрыва пласта для интенсификации добычи нефти / Т.Ю. Юсифов // Академический журнал Западной Сибири. – 2015. – Т. 11. – № 1(56). – С. 89–90.

9. Байкин А.Н. Развитие трещины гидроразрыва в пороупругой среде / А.Н. Байкин // В сборнике: XI Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики. Сборник докладов. Составители: Д.Ю. Ахметов, А.Н. Герасимов, Ш.М. Хайдаров; Отв. ред. Д.А. Губайдуллин, А.И. Елизаров, Е.К. Липачев. – 2015. – С. 292–294.

10. Антониади Д.Г. Принципы и технологии физико-химических и химических методов увеличения нефтеотдачи / Д.Г. Антониади, О.В. Савенок, А.В. Лаврентьев // Научно-методический электронный журнал Концепт. – 2015. – № Т13. – С. 3121–3125.

11. Петрушин Е.О. Экспериментальные исследования гидродинамики горизонтальных скважин / Е.О. Петрушин, Д.Г. Антониади, О.В. Савенок // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2014. – № 3. – С. 35–42.

12. Месторождения на заключительной стадии разработки. пути решения проблем высоких энергозатрат / Е.П. Запорожец, С.В. Долгов, Г.К. Зиберт, И.М. Валиуллин, А.Г. Зиберт, Д.Г. Антониади // Oil & Gas Journal Russia. – 2013. – № 10(76). – С. 74–78.

13. Савенок О.В. Классификация и систематизация факторов, затрудняющих добычу нефти / О.В. Савенок, Д.Г. Антониади // ГеоИнжиниринг. – 2012. – № 1. – С. 80–85.

14. Вероятностный подход к расчёту образования и развития трещин гидроразрыва пласта / А.В. Гнездов, Ф.И. Важинский, Р.Г. Гилаев, Г.Т. Вартумян // Инженер-нефтяник. – 2008. – № 3. – С. 14–15.

15. Саранча А.В. Разработка и исследование методов оценки продуктивности и интерпретации кривых восстановления давления в скважинах после гидроразрыва пласта : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2008.

16. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев, В.А. Ольховская, Г.Г. Гилаев, В.М. Хафизов. – 2020. – С. 40–45.

17. Гилаев Г.Г. Изучение трещиноватости горных пород / Г.Г. Гилаев, А.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2021. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2021. – С. 65–70.

18. Сулейманов Р.И. Разработка устройства для импульсной закачки жидкости / Р.И. Сулейманов, Г.Г. Гилаев // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 432–437.

19. Гилаев Г.Г. Особенности строительства скважин с горизонтальным окончанием / Г.Г. Гилаев, Н.А. Коврешкин // В сборнике: Энерго-и ресурсосберегающие технологии и установки ВРНК-20. Материалы шестой всероссийской научной конференции. – 2020. – С. 60–63.

20. Оптимизация технологических параметров при обустройстве месторождений / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, А.Ф. Исмагилов, И.Г. Хамитов, М.С. Мелешко, В.А. Смыслов, А.П. Морозов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 64–67.

21. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, А.Е. Летичевский, А.Н. Парфенов, И.Г. Хамитов, Г.Г.Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 65–69.

22. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

23. Выбор очередности и времени проведения геолого-технических мероприятий / Г.Г. Гилаев, П.А. Пустовой, Е.И. Захарченко, Ю.Г. Стрельцова, Г.В. Кусов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 9. – С. 31–33.

24. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки месторождений нефти в сложных геологических условиях / Г.Г. Гилаев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2007. – № 4. – С. 38–43.

25. Гилаев Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 74–77.

26. Ковалёв А.И. Определение пластового давления и прогнозирование равновесной скорости бурения / А.И. Ковалёв, Г.Г. Гилаев, Г.Т. Вартумян // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2003. – № 2. – С. 31–33.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ ПО БОРЬБЕ С КОРРОЗИЕЙ В СКВАЖИНАХ ЮЖНО-ЧЕРНОЕРКОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Колесник Владимир Юрьевич
Кубанский государственный технологический университет; Институт нефти, газа и энергетики, студент.

Аннотация. В статье выполнен анализ основных причин коррозионных свойств скважинных флюидов и методов противодействия коррозионному разрушению оборудования. Рассмотрены свойства применяемого на Южно-Черноерковском нефтяном месторождении ингибитора коррозии. Приведено сравнение защитной способности используемого ингибитора и предлагаемого к использованию.
Ключевые слова: коррозионные свойства, физико-химические свойства, защита от коррозии, нефтепромысловое оборудование, ингибитор.

Introduction

Коррозионные свойства добываемой из скважины нефти, газа и воды определяются физико-химическими свойствами этих трех составляющих, в основном свойствами воды. Однако результирующая агрессивность этой сложной смеси во многом зависит от ряда внешних и внутренних факторов, связанных с конкретными условиями [1–12]. Характер и степень коррозионного воздействия на оборудование промыслов водонефтяной эмульсии, добываемой из скважины, зависит не только от физико-химических свойств нефти, но и от условий ее залегания в пласте,

от способа разработки и эксплуатации нефтяного месторождения, от применения той или иной техники и технологии добычи, сбора и транспорта нефти на промыслах, а также от периода разработки, в котором находится месторождение [1–14].

Materials and methods

Существует много различных методов защиты труб от коррозии, таких как: выбор коррозионностойких материалов, использование антикоррозийных химикатов, покрытия и катодная защита, контроль технологических параметров, проверка и контроль на всех этапах применения этих действий. Но в настоящее время наиболее часто используются методы: ингибиторы коррозии; внутренние покрытия; использование коррозионностойких и неметаллических материалов; контроль структурной формы потока [8–22].

Все методы противокоррозионной защиты можно условно разделить на три группы по принципу их влияния на изменение хода коррозионного процесса:

– изменение свойств металла;

– изменение свойств среды;

– изменение характера взаимодействия металла и среды на границе раздела.

Все современные методы борьбы с коррозией можно разделить на несколько групп:

– применение электрохимических способов защиты изделий;

– использование защитных покрытий;

– разработка и изготовление инновационных, высокоустойчивых к процессам коррозии конструкционных материалов;

– введение в коррозионную среду соединений, способных уменьшить коррозионную активность [3–6].

Результаты анализа Южно-Черноерковского месторождения показали, что испытуемые в течение месяца образцы подверглись коррозионной активности и скорость коррозии составила: для скважины № 20 Э = 1,14 мм/год, а для скважины № 21 Южно-Черноерковского Э = 0,43 мм/год. По данным результатам можно оценить на скважине № 20 коррозионную оценку флюида как вы-

сокую, а на скважине № 21 Южно-Черноерковского месторождения как повышенную, что означает низкую коррозионную стойкость стали трубопроводов и оборудования. Для предотвращения коррозионных разрушений на промысле используется ингибитор коррозии марки Пральт-11 [4, 14, 16–25].

Results

Исходя из опытов, проведенных на производстве, установлено, что использованный ингибитор коррозии Пральт-11, при сочетании 3,45 м^3 метанола и 0,05 м^3 ингибитора, и его подаче один раз в сутки по 320 л раствора, по результатам исследований составил 79 % защиту металла от коррозии. Это можно судить по полученным данным, до ввода ингибитора скорость коррозии составляла 1,14 мм/год, после ввода ингибитора скорость коррозии составила 0,24 мм/год. Однако на сегодняшний день существует множество торговых марок ингибиторов коррозии, действующих более эффективно и имеющих конкурентоспособные стоимости – одной из таких марок является ингибитор коррозии Scimol [25–30].

Ингибиторы коррозии марки Scimol – сложные композиции ПАВ различной химической природы – алкилимидазолинов, амидоимидазолинов, аминов, оксиалкилированных аминов, фосфоросодержащих органических соединений, четвертичных аммониевых соединений в спирто-ароматических растворителях. Предназначены для антикоррозийной защиты нефтепромыслового оборудования и трубопроводов систем сбора и транспорта обводненной нефти, утилизации сточных вод и систем поддержания пластового давления. Scimol WS-2651 2652 – ингибиторы комплексного действия, сочетающие в себе свойства ингибитора коррозии и бактерицида. Рекомендуются для объектов, осложненных биозараженностью, повышенным содержанием сероводорода.

Для оценки защитного действия ингибиторов проводили испытания образцов на стали 20. Исследуемыми средами являлись модельный раствор при сочетании 3,45 м^3 метанола и 0,05 м^3 ингибитора. В таблице 1 приведены результаты гравиметрических испытаний [22–30].

Таблица 1 – Результаты гравиметрических испытаний по определению скорости коррозии в различных средах

Вид ингибитора	Концентрация исследуемого соединения, г/л	Скорость коррозии, мм/год (степень защиты, %)			
		модельный раствор № 2			оборотная вода
		pH = 0	pH = 4	pH = 7	pH = 6,7
контроль	0,0	2,41	0,75	0,42	0,58
Scimol	0,1	0,53 (78 %)	0,15 (81 %)	0,07 (83 %)	0,06 (90 %)
Пральт-11	0,1	1,18 (51 %)	0,25 (67 %)	0,12 (71 %)	0,14 (76 %)

Conclusion

С учетом вышеизложенного, для усиления антикоррозионной защиты оборудования Южно-Черноерковского месторождения рекомендуется:

– использовать по возможности скважинное оборудование для добычи нефти и промысловые трубопроводы, изготовленные из инновационных, высокоустойчивых к процессам коррозии конструкционных материалов;

– эксплуатировать оборудование для добычи и транспортировки углеводородов с предварительной подготовкой его к воздействию агрессивной среды, а именно – использовать методы пассивации металлов или нанесения внутренних и внешних защитных покрытий;

– при использовании ингибиторов коррозии можно достичь существенных результатов в замедлении процессов коррозии, а соответственно разрушения и выхода из строя эксплуатируемого оборудования; применение новейших составов ингибиторов поможет усилить показатели защиты в различных условиях;

– в качестве мер по противодействию коррозионным разрушениям оборудования Южно-Черноерковского месторождения рекомендуется замена ингибитора коррозии Пральт-11 на более технологичные составы Scimol.

Таким образом, использование высокотехнологичных составов ингибиторов коррозии имеют важное значение при добыче углеводородного сырья [12–27]. Рассмотренный состав ингиби-

тора марки Scimol отличается от прежнего более высокими показателями антикоррозионного воздействия при различных внешних условиях.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Развитие технологий увеличения нефтеотдачи пластов / Г.Г. Гилаев [и др.] // 3-я международная конференция «освоение и добыча трудноизвлекаемых и высоковязких нефтей». – Анапа, 2001.

2. Гилаев Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти / Г.Г. Гилаев // Нефтяное Хозяйство. – 2004.

3. Устройство для чистки скважины / Г.Г. Гилаев, А.Г. Гасанов // Патент. – 2006.

4. Гилаев Г.Г. Выбор очередности и времени проведения геолого-технических мероприятий / Г.Г. Гилаев, П.А. Пустовой // Журнал: «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – Краснодар, 2010.

5. Гилаев Г.Г. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, А.Ф. Исмагилов // Нефтяное Хозяйство. – 2015.

6. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на сложнопостроенных нефтегазовых месторождениях / Г.Г. Гилаев // Издательство «Советская Кубань». – Краснодар, 2003.

7. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

8. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гилаев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 64–67.

9. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы по-

иска / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, Г.Д. Федорченко, В.А. Колесников, И.А. Кологреев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 38–40.

10. Гилаев Г.Г. Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО «НК «Роснефть» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, А.М. Кузнецов, В.Н. Гусаков, А.Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 22–24.

11. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук. – Тюмень, 2004.

12. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, А.Е. Летичевский, А.Н. Парфенов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 65–69.

13. Гилаев Г.Г. Исследование и разработка комплекса технологий изоляции водопритоков при строительстве и эксплуатации скважин : дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 1999.

14. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

15. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка Приобского месторождения / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев, С.С. Ситдиков, Т.Р. Мусабиров, А.В. Колонских, Р.Р. Галеев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 2(27). – С. 22–26.

16. Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев, А.Ф. Исмагилов, А.Э. Манасян, И.Г. Хамитов, С.П. Папухин. – Самара, 2014.

17. Устройство для закачки жидкости // Г.Г. Гилаев [и др.] // Патент, 2004.

18. Гилаев Г.Г. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

19. Гилаев Г.Г. Выбор очередности и времени проведения геолого-технических мероприятий // Г.Г. Гилаев [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 9. – С. 31–33.

20. Гилаев Г.Г. Краткий анализ исследований по гидродинамике горизонтальных скважин / Г.Г. Гилаев, Г.Т. Вартумян, А.С. Арутюнян // В сборнике: Гипотезы, Поиск, Прогнозы. – Краснодар, 2002. – С. 308–314.

21. Егамкулов М. Использование наночастиц диоксида циркония в качестве ингибитора коррозии / М. Егамкулов, Е.Ю. Головина, И.Н. Шевченко // Перспективы развития фундаментальных наук: сборник научных трудов XVI Международной конференции студентов, аспирантов и молодых ученых : в 7 т. – Томск, 23–26 Апреля 2019. – Томск : ТПУ, 2019. – Т. 2: Химия. – С. 84–86.

22. Егамкулов М. Влияние ингибиторов на коррозию крупнокристаллической и наноструктурированной стали / М. Егамкулов, Е.Ю. Головина // Химия и химическая технология в XXI веке: материалы XX Международной научно-практической конференции имени профессора Л.П. Кулёва студентов и молодых ученых. – Томск, 2020.

23. Егамкулов М.Е. Влияние УЗ-обработки на свойства ингибитора коррозии на основе наночастиц ZrO_2 / М.Е. Егамкулов, И.Н. Шевченко // XXI Международная научнопрактическая конференция «Химия и химическая технология в XXI веке». – Томск, 2020.

24. Егамкулов М.Е. Оценка эффективности ингибитора коррозии на основе наночастиц оксида циркония методом потенциометрии / М.Е.Егамкулов, И.Н. Шевченко, Цзя Лицзе // XXI Международная научно-практическая конференция «Химия и химическая технология в XXI веке», Томск, 18–21 мая 2020. – Томск : ТПУ, 2020.

25. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов. Основные требования: СТО Газпром 9.3-011-2011: утв. и введен в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 15 декабря 2010 г. № 494. – М. : Издание официальное, 2011.

26. Методика лабораторных испытаний ингибиторов коррозии для оборудования добычи, транспортировки и переработки коррозионно-активного газа: СТО Газпром 9.3-007-2010; утв. и введен. в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 19 сентября 2010 № 291. – М. : Издание официальное, 2010.

27. Проект разработки нефтяной залежи VII0 пачки Южно-Черноерковского месторождения: 6К/08.10 / СевКавНИПИгаз / Рук. Л.А. Ильченко; Исполн. И.С. Яшин [и др.]. – Ставрополь, 2008. – 255 с.

УДК 622.323

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ПОЗДНИХ СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Пашкова Алина Александровна
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Зарезка боковых стволов – это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на зрелых месторождениях и коэффициент извлечения нефти (КИН) из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами. Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки продуктивного пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти (ТрИЗ), добыча которых ранее не представлялась возможной. Применение технологии ЗБС способствует увеличению нефтеотдачи пластов и фактически заменяет уплотнение скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на освоение скважины.
Ключевые слова: обводненность; коэффициент извлечения нефти; дебит; горизонтальная скважина; зарезка бокового ствола; горизонтальный участок; прогнозная добыча нефти.

Введение. Большинство нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки. Завершающая стадия сопровождается снижением добычи нефти, увеличением обводнения нефтяного пласта и ростом обводненности

продукции добывающих скважин, а также постепенным ухудшением всех технологических и экономических показателей. Более того, пока доминирует интенсификация выборочной отработки активных запасов. Продолжение такой практики неизбежно приведет к глубокому кризису нефтедобычи в стране. Также, созданная в начале промышленной разработки месторождения технология извлечения нефти из недр в поздней стадии, как правило, нуждается в существенных изменениях и дополнениях. Цель изменений и дополнений – уменьшить отрицательные факторы поздней стадии разработки, улучшить технологические и экономические показатели разработки, добиться наиболее полного извлечения нефти из недр.

Помимо увеличения нефтеотдачи крупных месторождений на поздней стадии необходимо вводить в разработку многочисленные мелкие, в основном малопродуктивные, залежи нефти, многие из которых были открыты десятилетия тому назад, но остаются недоразведанными и плохо изученными. Большинство из них входят в состав давно разрабатываемых нефтяных месторождений, но до сих пор или вообще не эксплуатировались или эксплуатировались отдельными, как правило, разведочными скважинами.

Применение современных технологий интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи пласта позволяют значительно повысить показатели разработки нефтяных залежей на поздней стадии, сократить сроки наименее эффективного завершающего ее этапа, увеличить коэффициент извлечения нефти, улучшить экономические показатели эксплуатации месторождения. Поэтому поздняя стадия разработки месторождения имеет большие резервы и в добыче нефти, и в получении высокого дохода как недропользователем, так и государством.

Зарезку боковых стволов проводят в три этапа. На первом этапе бурение боковых стволов проводится в аварийных скважинах с целью возврата их в эксплуатацию и в высокообводнённых скважинах за счёт заколонных перетоков и образования конусов обводнения, где другие методы снижения обводнённости не дали результатов. На втором этапе проводится зарезка боковых стволов в слабо выработанных зонах пластов с целью довыработки

запасов и интенсификации добычи нефти. Третий этап бурения боковых стволов предусматривается в скважинах низкопродуктивных зон пластов с сохранением первоначального ствола. Этот этап бурения боковых стволов будет начат после отработки технологии одновременной регулируемой эксплуатации нескольких стволов в одной скважине.

Технология. Зарезка и бурение наклонно-направленных и горизонтальных боковых стволов скважин служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фондоотдачи капиталовложений.

Производство работ по бурению выполняется по индивидуальному плану работ на зарезку и бурение бокового ствола с горизонтальным участком из обводнённой или бездействующей эксплуатационной скважины, в основу которого должны быть заложены технико-технологические решения.

Бурение боковых стволов осуществляется в соответствии с технологическими решениями проектных документов на разработку месторождения и с учётом текущего состояния структуры остаточных запасов нефти. К зарезке боковых стволов пригодны практически все скважины. При этом можно выделить следующие цели зарезки:

1. Вывод скважин из бездействия;

2. Выработка недренируемых участков (краевые зоны месторождений). В основном запасы, расположенные в краевых зонах месторождений или вблизи границы выклинивания пласта, характеризуются малыми толщинами при высоких коэффициентах нефтенасыщенности. Как правило, заложение на этих участках новых скважин экономически нецелесообразно. Однако в некоторых случаях из пробуренной скважины можно зарезать боковой ствол и получить дополнительную добычу нефти, извлечь которую другими средствами невозможно.

3. Интенсификация добычи из малопроницаемых коллекторов. Бурение горизонтальных боковых стволов из старых наклонно-направленных скважин показало высокую эффективность по малопроницаемым юрским отложениям.

4. Снижение обводнённости продукции. В высокообводнённых пластах остаются участки с высокой нефтеносностью.

При разбуривании боковыми горизонтальными стволами подкровельной части таких пластов удаётся существенно повысить коэффициент извлечения нефти. Фактически проводится уплотняющее бурение, но с более низкими затратами.

5. Уход от фронта обводнения (нагнетания). При разработке пластов с использованием жёстких систем заводнения при прорыве фронта закачиваемых вод добывающие скважины быстро обводняются. В большинстве случаев не удаётся надёжно изолировать обводнённые интервалы пласта, поэтому зарезка бокового горизонтального ствола с уходом от фронта нагнетания в данном случае является самым эффективным методом.

6. Переход на другой (нижележащий) пласт, доразведка.

Критерии отбора и классификация скважин для их восстановления путём бурения вторых стволов.

Основными критериями выбора скважин с ответвляющимся стволом являются:

- текущая нефтенасыщенность на дату бурения не менее 46,2 %;
- текущие балансовые запасы нефти на неконтактных участках не менее 65 тыс. тонн, на контактных участках – не менее 98 тыс. тонн;
- нефтенасыщенная, контактная с газом толщина пласта не менее 7 м;
- нефтенасыщенная, контактная с водой толщина не менее 6 м;
- нефтенасыщенная, контактная одновременно с водой и нефтью толщина не менее 9 м и бесконтактная нефтенасыщенная толщина не менее 4 м.

Ограничения при отборе

Геологические ограничения:

- скважины, требующие для глушения утяжелённую жидкость с удельным весом более 1,30 г/см^3;
- скважины с начальным дебитом, не обеспечивающим самоокупаемость работ с учётом рентабельности;
- скважины с прогнозным объёмом добычи, не обеспечивающим самоокупаемость работ с учётом рентабельности.

Поверхностные ограничения (сезонные):

- скважины, расположенные в пойме рек, к которым нет дорог;
- отсутствие электроэнергии, работы можно производить только дизельэлектростанцией.

Ограничение по параметрам скважины:

- профиль скважины имеет кривизну, не позволяющую производить работы по зарезке второго ствола (интенсивность кривизны более 5º на 10 м);
- наличие в скважине металлических пластырей или манжетов из труб выше предполагаемой точки зарезки второго ствола (максимальная глубина вырезки «окна» на 400 м выше кровли пласта);
- текущий искусственный забой, не позволяющий производить зарезку второго ствола (выше кровли пласта более 400 м).

Классификация аварийных скважин

По характеру вскрытия:

Вертикальное вскрытие пласта:

- вертикальный или субгоризонтальный второй ствол с зарезкой из основного ствола до 200 м выше зоны перфорации без учёта азимута направления нового ствола со смещением до 100 м;
- вертикальный или субгоризонтальный второй ствол с зарезкой из основного ствола до 200 м выше зоны перфорации с учётом азимута азимута направления нового ствола со смещением более 100 м.

Вскрытие пласта горизонтальным стволом:

- в пластах с однородной литологией или расстоянием между нижней и верхней границей пласта менее 10 м и с сектором направления бурения более 15º по азимуту;
- в пластах с однородной или неоднородной литологией и расстоянием между нижней и верхней границей пласта менее 10 м.

По способу заканчивания:

- хвостовик с полным цементированием;
- хвостовик-фильтр и цементирование выше фильтра;
- хвостовик-фильтр с изоляцией пакерами.

Как известно из практики, основное влияние на продуктивность, особенно в низкопроницаемых залежах, оказывает цемен-

тирование заколонного пространства скважин в интервале пласта, в которых дебит может быть ниже в 1,5–5,0 раз, чем в скважинах, обсаженных щелевым фильтром или с открытым забоем. Поэтому наиболее эффективной является обсадка интервала щелевым фильтром, исключающим разрушение призабойной зоны пласта. Однако в случае вскрытия высокозаводнённого участка пласта, когда он представлен чередованием промытых водой с повышенной проницаемостью и частично промытых водой с пониженной проницаемостью прослоев, эффективность эксплуатации бокового ствола будет определяться степенью изоляции водопромытых интервалов пласта. В этом случае по результатам исследований (возможно бурение «пилотного» ствола) должно проводиться поинтервальное или полное цементирование заколонного пространства в зависимости от вида проходки по пласту (горизонтальной, пологой, вертикально-наклонной) и особенностей строения пласта.

В низкопродуктивных слабозаводнённых зонах залежей конструкция забоя должна позволять проведение ГРП. Гидроразрыв пласта проводится только при пологой и вертикально-наклонной проходке пласта. При выборе боковых стволов для проведения ГРП используются геолого-физические критерии, применяемые для обычных скважин с учётом конструкции забоя.

При оценке показателей эксплуатации участков с боковыми стволами обосновываются как показатели работы бокового ствола, так и показатели эксплуатации участка. При этом также делается обоснование оптимальной депрессии на пласт не только для боковых стволов в водонефтяных, газонефтяных и водогазонефтяных зонах, но и для высокозаводнённых участков залежей, так как они представляют собой недонасыщенные нефтью водонефтяные зоны.

Выбор способа зарезки бокового ствола скважины.

Основной вариант зарезки бокового ствола заключается в вырезании «окна». В скважину спускается клин-отклонитель (уипсток) с ориентирующим устройством и устанавливается на искусственный забой. Работы по спуску и установке клинотклонителя производятся в соответствии с технологией фирм-производителей.

Спуск компоновки на стальных бурильных трубах (СБТ) производится с замером длины инструмента со скоростью не более 0,2 м/с.

Установка клин-отклонителя в наклонно-направленных скважинах должна производиться ориентировочно в пределах ±90º по отношению к азимуту искривления основного ствола в месте установки.

После установки клин-отклонителя компоновка с подвесным устройством и телесистемой поднимается и спускается компоновка для вырезания «окна».

Второй вариант забуривания бокового ствола рекомендуется осуществлять путём вырезания части эксплуатационной колонны, установки цементного моста на всю длину вырезанной части и забуриванием бокового ствола с цементного моста.

При зарезке вторых стволов из обсадных колонн вырезание окна с клина чаще всего является более предпочтительным приёмом, чем фрезерование секции обсадной колонны по следующим причинам:

1. На участке вырезания окна высокое качество цементирования обсадной колонны не обязательно, в то время как при сплошном фрезеровании колонны при показаниях приборов акустической цементометрии (АКЦ) менее 70 % рекомендуется проводить дополнительное цементирование под давлением.

2. С точки зрения геологического разреза окна можно вырезать в любых породах, тогда как при фрезеровании секции желательно иметь в этом интервале песчаные породы.

3. При фрезеровании секции обсадной колонны для обеспечения выноса стружки к параметрам бурового раствора и режиму промывки предъявляются особые требования. При вырезании окна никаких специальных требований ни к параметрам бурового раствора, ни к режиму промывки нет.

4. При вырезании окна не возникает проблем, связанных с выносом металлической стружки, так как при вырезании окна образуется мелкая стружка, а объём фрезеруемого металла в 4–6 раза меньше, чем при фрезеровании секции колонны.

5. Зарезка второго ствола при использовании клина гарантирована на 100 %, так как осуществляется одновременно с выре-

зом окна. В случае фрезерования секции обсадной колонны зарезка второго ствола является отдельной операцией, и её успех не всегда гарантирован, так как зависит от целого ряда факторов:

- длины фрезерования секции;
- качества установленного цементного моста;
- типа и крепости пород в интервале зарезки;
- типа компоновки низа бурильной колонны (КНБК), режима зарезки и т.д.

6. Начало второго ствола, образованное желобообразным металлическим клином, надёжнее, чем образованное в цементном камне, так как этот участок в дальнейшем будет подвергаться воздействию элементов КНБК и замков бурильных труб при спускоподъёмных операциях и вращении бурильной колонны. Разрушение цемента в интервале второго ствола может привести к непредвиденным проблемам.

7. В вертикальных скважинах, благодаря применению гироскопического инклинометра, клин ориентируется, и новый ствол зарезается сразу в нужном направлении.

В случае фрезерования секции второй ствол чаще всего забуривается произвольно и только затем разворачивается в нужном направлении.

8. Операция по вырезанию окна, как правило, дешевле операции фрезерования секции обсадной колонны.

Выбор интервала зарезки второго ствола скважины

При выборе интервала зарезки второго ствола скважины руководствуются следующими критериями:

- глубиной от устья до верхнего края залегания аварийного оборудования, исходя из этого, второй ствол забуривают на 30–50 м выше верхнего края аварийного оборудования;
- наличием в месте предполагаемой зарезки одной эксплуатационной колонны;
- наличием цементного кольца за обсадной колонной, его качеством;
- устойчивостью стенок скважины и минимальной твёрдостью горных пород, для этого лучше всего подходят глинистые пропластки;

- максимальной интенсивностью искривления ствола скважины выше интервала забуривания (она не должна превышать 2–3° на 10 м);
- глубиной нахождения муфт эксплуатационной колонны в интервале предполагаемого выреза;
- герметичностью эксплуатационной колонны в предполагаемом интервале;
- глубиной кровли продуктивного пласта;
- отклонением нового ствола от вертикали;
- радиусом искривления в интервале набора зенитного угла;
- глубиной текущего забоя.

На основании всего вышеперечисленного выбирают интервал и проектируют профиль скважины для зарезки второго ствола.

Вывод. Таким образом, дальнейшая разработка без зарезки боковых стволов большое количество углеводородов осталось бы в пластах. Боковые стволы дают возможность значительно увеличить коэффициент извлечения углеводородов и максимально использовать ранее разведанные запасы. Что позволяет рекомендовать этот метод повышение эффективности выработки остаточных запасов на поздних стадиях разработки к внедрению.

Литература

1. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка приобского месторождения / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев, С.С. Ситдиков, Т.Р. Мусабиров, А.В. Колонских, Р.Р. Галеев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 2(27). – С. 22–26.

2. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, Г.Д. Федорченко, В.А. Колесников, И.А. Кологреев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 38–40.

3. .Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО «НК «Роснефть» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, А.М. Кузнецов, В.Н. Гусаков, А.Г Телин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 22–24.

4. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

5. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

6. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

7. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

8. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

9. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в россии / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

10. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гилаев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 64–67.

11. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, А.Е. Летичевский, А.Н. Парфенов, И.Г. Хамитов, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 65–69.

12. Гилаев Г.Г. Исследование и разработка комплекса технологий изоляции водопритоков при строительстве и эксплуатации скважин : дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 1999.

13. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории самарской области / Г.Г.Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

14. Близнюков В.Ю. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с анамально высокими пластовыми давлениями / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 6. – С. 50–54.

15. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления напескопроявление / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, Р.Ф. Исламов, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 3. – С. 5–9.

16. Гилаев Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 74–77.

17. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов : дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Г.Г. Гилаев; Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской Академии наук. – М., 2012.

18. Хабибуллин М.Я. Совершенствование очистки насосов для добычи нефти от механических примесей / М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 29–33.

19. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

20. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, А.Г. Гилаев, А.М. Хабибуллин // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 5. – С. 119–127.

21. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков, А.Г. Ги-

лаев, Г.Г. Гилаев, Р.Т. Еганьянц, З.Х. Моллаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

22. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

23. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

24. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

25. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

26. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

27. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади [и др.] – Краснодар, 2002.

УДК 622

ЛИКВИДАЦИЯ ПЕСКОПРОЯВЛЕНИЙ В СКВАЖИНАХ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Пашкова Алина Александровна
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Борьба с пескопроявлениями в скважинах – процесс, который может потребовать достаточно больших затрат времени и финансов, однако он необходим для правильного функционирования оборудования. Рассмотрена одна из актуальных проблем в нефтегазодобывающей отрасли. Проведен анализ современных методов борьбы с пескопроявлениями, их достоинств и недостатков.
Ключевые слова: пескопроявление, скважина, дебит, вынос песка, песчаник.

1. Введение. Структура геологического пласта является важнейшим показателем того, такой метод будет применён для борьбы с пескопроявлением, т.к. достаточно часто структура геологического пласта в области месторождения ценных ископаемых представляет собой один или несколько песчаных слоев со слабоцементированными коллекторами, и в ходе работы можно легко повредить ствол скважины, спровоцировать выбросы песка, в целом снизить эффективность разработки.

При закачивании (освоении) и особенно при эксплуатации скважин, продуктивные коллекторы которых представлены слабоцементированными породами, часто наблюдается вынос песка. В скважине образуются песчаные пробки. По М. Маскету при образовании песчаных пробок, проницаемость которых в 200 раз больше проницаемости пласта, дебит нефти тем не менее снижается на 34 %. Этот песок содержит до 5 % нефти, и при его удалении возникают проблемы – загрязняется окружающая среда.

Песок отлагается в трубопроводах, наземном оборудовании, эродирует его. Этот вид осложнений почти повсеместен. Только на месторождениях Азербайджана ежегодно по этой причине проводят около 100 тыс. ремонтов и более 200 скважин ежегодно выводится из действующего фонда.

Вынос песка является одной из основных причин образования каверн и смятия колонн. Особую актуальность эта проблема приобрела с развитием термических методов добычи высоковязких нефтей: снижается вязкость нефти, повышается её текучесть. В этом случае рыхлые коллекторы теряют цементирующее связывающее вещество – вязкую нефть. При плановых и аварийных остановках, когда нагнетание теплоносителя прекращается, обратный поток теплоносителя поступает в нагнетательные скважины и выносит механические примеси. Это также приводит к образованию песчаных пробок в скважинах и препятствует нормальной закачке теплоносителя.

2. Методология. Существующие методы борьбы с пескопроявлением можно разделить на четыре группы:

1) методы, препятствующие поступлению песка из пласта в скважину;

2) методы, направленные на вынос песка на дневную поверхность при допустимых отборах жидкости и приспособление оборудования к работе в пескопроявляющих скважинах;

3) методы сепарации и изоляции песка в специальных защитных устройствах;

4) методы ликвидации образовавшейся песчаной пробки.

К первой группе методов относится применение забойных фильтров (рис. 1 а, б) различных конструкций (щелевых, дырчатых, проволочных и т.д.), применение гравийных фильтров, ограничение отбора жидкости, крепление пород призабойной зоны различными цементирующими песок веществами, закачка в призабойную зону крупнозернистого песка и т.д.

При использовании методов второй группы создают высокие скорости откачки, подбирают соответствующие диаметры труб и конструкции подъемников (при фонтанной и компрессорной эксплуатации), используют трубчатые штанги при насосной эксплуатации, подлив и подкачку жидкости в скважину и т.д.

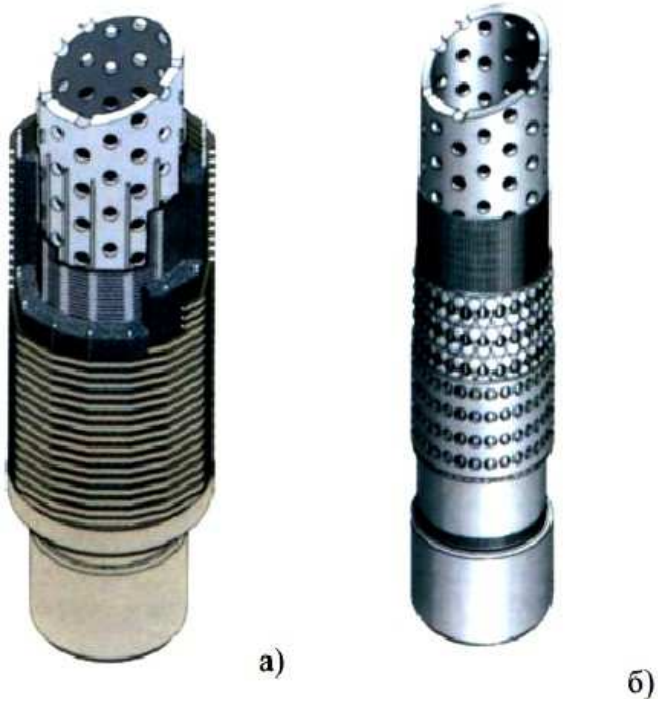

Рисунок 1 (а, б) – Модернизированный низкопрофильный фильтр с гравийной набивкой; Сетчатый фильтр PoroPlus с увеличенной площадью

К третьей группе методов относится применение различных защитных приспособлений при штанговой насосной добыче нефти (фильтров, газопесочных якорей и т.д.).

К четвертой группе методов относятся различные способы удаления из скважины уже образовавшейся песчаной пробки гидробуром и промывкой ее водой, нефтью и другими жидкостями.

Методы первых трех групп направлены на предотвращение пробкообразования и других неполадок и обеспечение нормальной работы скважин.

Однако в силу ряда обстоятельств (недостаточный объем эффективность применяемых мероприятий и т.д.) указанные методы не всегда достигают своей цели и в скважинах нередко образуются песчаные пробки, ведущие к срыву эксплуатации. В этих случаях для восстановления эксплуатации приходится прибегать к четвертой группе методов – к ликвидации песчаной пробки

Одним из эффективных способов борьбы с пескопроявлением является оборудование продуктивных интервалов скважин гравийным фильтром. Однако гравийные фильтры могут выполнить свое назначение только при правильном подборе размеров

зерен гравия с учетом фракционного состава пластового песка. Размер зерен гравия должен быть таким, чтобы через фильтр не выносились из пласта частицы, составляющие скелет породы, т.е. фильтр должен задерживать по массе 70–80 % крупных частиц породы пласта и пропускать не более 20–30 % мелких частиц. При этом условии будет сохранена устойчивость скелета пласта.

Для выноса мелких частиц необходимо одновременное соблюдение двух условий:

Размеры пор, образованных крупными зернами песка (или гравия), должны быть больше мелких частиц, выносимых фильтрационным потоком.

Соотношение между размерами крупных и мелких частиц породы, при которых возможен вынос мелких частиц, называется структурным критерием.

Скорость фильтрационного потока должна быть достаточной, чтобы не только сдвинуть с места мелкие частицы, но и придать им на весьма малом участке пути скорость, равную средней скорости потока. Скорость потока, удовлетворяющая этим условиям, называется критической скоростью выноса (механическим критерием выноса).

За последние годы в зарубежной нефтепромысловой практике получил довольно широкое распростронение метод борьбы с песком, заключающийся в закачке в пласт (в призабойную зону) грубозернистого песка или даже гравия в смеси с вязкой жидкостью; после задавливания его за колонну в скважину спускают хвостовик или сетку для удержания песка в пласте.

Многочисленные мероприятия по борьбе с песком, применяемые в зарубежной практике, носят сугубо профилактический характер, т.е. применяются, как правило, до ввода скважин в эксплуатацию и составляют неотъемлемую часть работ по закачиванию скважин. Под этим термином подразумевают все операции по вызову притока жидкости с момента вскрытия продуктивного объекта. Сюда входят:

– разбуривание продуктивного горизонта;

– установка гравийного фильтра (или других фильтров для борьбы с песком);

– освоение скважины.

Осуществление различных профилактических методов борьбы с песком с самого начала ввода скважины в эксплуатации обеспечивает высокую эффективность этих методов.

Вывод. Наиболее часто используемым приемом борьбы с пескопроявлениями или ослаблением их влияния на работу скважин является подбор рационального технологического режима, оптимизация показателей их эксплуатации. Для фонтанных скважин регулирование параметров работы производится подбором штуцеров соответствующих размеров и конструкций.

Образовавшиеся песчаные пробки блокируют значительную часть, а может быть и весь продуктивный интервал. Существует множество технологий для удаления этих пробок с помощью закачки воды импульсно – через насадки, с помощью гидроударников, пенами, композициями ПАВ в полимерном растворе, газоводяными системами, колтюбинговой установкой.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук / Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

7. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гилаев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 64–67.

8. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений самарской области / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, А.Е. Летичевский, А.Н. Парфенов, И.Г. Хамитов, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 65–69.

9. Гилаев Г.Г. Исследование и разработка комплекса технологий изоляции водопритоков при строительстве и эксплуатации скважин. Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 1999.

10. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

11. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка приобского месторождения / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев, С.С. Ситдиков, Т.Р. Мусабиров, А.В. Колонских, Р.Р. Галеев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 2(27). – С. 22–26.

12. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса самарской области: история открытия и перспективы поиска / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, Г.Д. Федорченко, В.А. Колесников, И.А. Кологреев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 38–40.

13. Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО «НК «Роснефть» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, А.М. Кузнецов, В.Н. Гусаков, А.Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 22–24.

14. Близнюков В.Ю. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с анамально высокими пластовыми давлениями / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 6. – С. 50–54.

15. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления напескопроявление / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, Р.Ф. Исламов, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 3. – С. 5–9.

16. Гилаев Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 74–77.

17. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов : дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Г.Г. Гилаев; Институт машиноведения им. А.А. Благонравова Российской академии наук. – М., 2012.

18. Хабибуллин М.Я. Совершенствование очистки насосов для добычи нефти от механических примесей / М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 29–33.

19. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 5. – С. 119–127.

21. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, Р.Т. Еганьянц, З.Х. Моллаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

22. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

23. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

24. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

25. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

26. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г.Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

27. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

УДК 622

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД БОРЬБЫ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Пашкова Алина Александровна
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. В работе уделено внимание проблеме солеотложений. Уже больше 50 лет, и первые методики прогнозирования солеотложений относятся к 60-м годам прошлого века. Создаются и совершенствуются методики и сегодня. Проблема солеотложения является постоянным спутником процесса добычи нефти как на начальном, так и на завершающем этапе разработки месторождения. Несмотря на различные причины солеотложения в зависимости от стадий разработки, его последствия одинаково негативно влияют на процесс нефтедобычи. Выпадение солей в призабойной зоне пласта добывающих скважин снижает их продуктивность и дебит. Солеотложение на погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену. Появление этой проблемой характеризуется многими факторами, но в большей степени это происходит из-за смешения в пласте несовместимых типов вод, вода, добываемая попутно с нефтью – главный источник выделения солей в виде твёрдой фазы.
Ключевые слова: зона, пласт, порода, скважина, солеотложения, ингибитор солеотложения, ингибиторная защита.

Введение. Солеобразования представляют собой отложения, закупоривающие перфорационные каналы, обсадные и эксплуатационные колонны НКТ, клапаны, насосы, а

также внутреннюю поверхность скважинного оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости. Большинство обнаруживаемых в нефтяных месторождениях солевых образований формируется либо путем прямого осаждения из той воды, что обычно находится в пустотах пород, либо, как результат пересыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами, возникающего при контакте двух несовместимых вод на забое скважин. Вероятность образования солеотложений существует независимо от того, используется ли пластовая вода нефтегазовых скважин или же закачиваемая нагнетаемая вода.

Для удаления солей применяют различные способы в зависимости от характера солевых отложений, места отложения неорганических солей и их состава. Для ликвидации отложений солей в обсадной колонне применяют механический способ – разбуривание солевых пробок с последующей дополнительной перфорацией в интервале продуктивного пласта.

На промыслах России и за рубежом широко используют химические способы удаления солей. Нередко различные способы используются одновременно для обеспечения более полного удаления солей.

Методология. Проблема борьбы с отложениями неорганических солей в добывающих скважинах практически решена за счет применения различных ингибиторов солеотложения как в отдельности, так и в комплексе с другими методами воздействия на призабойную зону скважин и глубинно- насосного оборудования.

Методы удаления отложений солей из скважин подразделяются на механические и химические. Сущность механических методов удаления отложения заключается в проведении очисток скважин путем разбуривания мощных солевых пробок или путем переработки колонны расширителя, скребками с последующим шаблонированием. Механические очистки – дорогостоящие мероприятия, поэтому в настоящее время наибольшее распространение получили химические методы удаления.

Сущность химических методов удаления отложений солей заключается в проведении обработок скважин реагентами, эффективно растворяющими неорганические соли. Для удаления карбонатных солей успешно применяются простые соляно-

кислотные отработки. Для удаления сульфатных солей существуют два основных принципа разрушения сульфатов: конверсия осадка с последующим растворением преобразованного осадка соляной кислотой или растворение кислотами и хелатными соединениями.

Для удаления отложений с НКТ и штанг применяется циркуляция раствора каустической соды скважинным насосом без подъема глубиннонасосного оборудования. Технология обработки заключается в подготовке обвязки устья скважины, позволяющей осуществить прямую и обратную промывку с обеспечением циркуляции жидкости по замкнутому циклу: емкость – насосный агрегат – скважина – емкость. Приготовленное расчетное количество 20–25 % раствора каустической соды закачивается в скважину. Прокачка раствора ведется при небольших скоростях. В процессе обработки скважины целесообразно производить допуск труб, периодически контролировать концентрацию реагентов. Обработка скважины завершается промывкой водой.

При продавке раствора каустической соды в пласт для удаления отложения гипса из призабойной зоны пласта может произойти уменьшение проницаемости. Это обусловлено тем, что перфорационные отверстия, поровые каналы и трещины частично перекрываются продуктами реакции каустической соды с гипсом – хлопьевидными осадками гидроокиси кальция. В таких случаях гидроокись кальция удаляется путем обработки скважины 13–15 % раствором соляной кислоты: $Ca(OH)^2 + 2HCl = CaCl + 2H_2O$.

Образующийся в результате этой реакции хлористый кальций хорошо растворим в воде.

Также применяют для ликвидации осадков гипса из призабойной зоны пласта термогазохимическое воздействие (ТГХВ). Сущность этого метода заключается в том, что в интервал перфорации спускают аккумулятор давления скважинный (АДС), содержащий медленно горящий порох, при сгорании которого на забое создается большое давление и развивается высокая температура. В продуктах сгорания содержится углекислый газ и соляная кислота. Все эти факторы влияют на быстрое разрушение и растворение гипсоуглеводородных отложений любой плотности в призабойной зоне скважины.

Метод периодической продавки ингибитора солеотложений в ПЗП.

Процессы добычи нефти или газа часто сопровождаются нежелательным образованием отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта (ПЗП), на стенках подземного оборудования скважин, в наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти и газа. Для предупреждения образования отложений неорганических солей в скважинах применяются химические методы ингибиторной защиты поверхности нефтепромыслового оборудования. В промысловой практике борьбы с отложением солей наиболее широкое распространение получил метод периодической обработки ПЗП водным раствором ингибитора отложения солей. Сущность обработки заключается в периодической закачке водного раствора ингибитора отложения солей в ПЗП в виде оторочки продавочной жидкостью, адсорбции ингибитора на поверхности породы и постепенной десорбции его в процессе отбора жидкости из скважины. Вынос ингибитора добываемой жидкостью после продавки и пуска скважины в эксплуатацию до минимально необходимых концентраций, требуемы последствия и срок защиты нефтепромыслового оборудования от отложения солей и время между продавками ингибитора. Поэтому, чем продолжительнее вынос реагента (в достаточных для ингибирования количествах), тем эффективнее обработка скважины раствором ингибитора солей. Продолжительность выноса ингибитора в значительной мере зависит от величины адсорбции ингибитора солеотложений на поверхности породы пласта. При этом, чем больше адсорбция ингибирующего вещества и медленнее его десорбция с породы, тем продолжительнее и эффективнее предотвращения образования отложений солей.

Для улучшения адсорбционно-десорбционных свойств используемых ингибиторов отложения солей на основе органических фосфатов их применяют с кислотными реагентами. В качестве кислот известно применение соляной, уксусной или смеси монокарбоновых кислот. Обработка поверхности продуктивных пород ингибирующей композицией, содержащей активную кислоту, повышает величину адсорбции ингибитора и замедляет его десорбцию при отборе жидкости из скважины. Механизм улуч-

шения адсорбционно-десорбционной способности ингибитора солеотложений объясняется улучшением качества очистки поверхности пор породы от пленочной нефти, покрывающей поверхность пор ингибирующей композицией, поскольку состав за счет кислоты значительно уменьшает поверхностное натяжение на границе «нефть – ингибирующий раствор – порода», а отторжение пленочной нефти приводит к гидрофилизации и увеличению поверхности адсорбента. Кроме того, кислота, реагируя с карбонатными породами увеличивает их шероховатость, в результате чего площадь адсорбента дополнительно увеличивается. Практики использования подобных составов показала, что их эффективность выше в тех случаях, когда в продуктивных пластах содержится значительное количество карбонатов. Эффективность состава снижается при обработке ПЗП скважин, эксплуатирующих терригенные пласты, представленные песчаниками с включением глинистого цементирующего материала и содержанием карбонатов менее 2 %. Это объясняется тем, что песок и глинистый материал не реагируют с вышеуказанными кислотами и на поверхности породы молекулы ингибитора удерживаются только за счет физической адсорбции (сил Ван-дер-Ваальса) при ограниченном участии хемосорбции (обладающей более сильными молекулярными связями).

Для обработки терригенных пластов разработаны ингибирующие композиции, содержащие помимо ингибитора отложения солей, соляную и кремнистоводородную кислоты. Механизм действия композиции при контакте с терригенными породами заключается в хемосорбционном взаимодействии кремне-фтористоводородной кислоты (КФВК) с силикатными и алюмосиликтными соединениями. При применении КФВК на поверхности породы одновременно протекают сложные процессы. При поступлении в поры терригенного пласта малоконцентрированного раствора КФВК происходит только хемосорбция молекул КФВК и молекул ингибитора отложения солей с образованием пленки кремнезоля. Наличие соляной кислоты обеспечивает качественную очистку поверхности породы от пленочной нефти и увеличение поверхности адсорбента. Благодаря этим факторам на очищенной и увеличенной площади поверхности пор молекулы

ингибитора солеотложения прочно удерживаются на породе в составе силикатной пленки кремнезоля и очень медленно десорбируются. В случае использования более концентрированных растворов КФВК происходит химическое взаимодействие ее с силикатными породами с образованием золей и гелей. В объеме этих гелей находятся и молекулы ингибитора солеотложения. При взаимодействии КФВК с оксидом кремния образуется фторид кремния SiF_4, который, реагируя в последующем с водой образует гидроксид кремния в виде золя. Золь этого состава получается также при гидролизе гексафторсиликата кальция (образуется при реакции КФВК с карбонатными породами или при смешении с хлоркальциевыми водами). Предотвратить или уменьшить коагуляцию силикатной пленки золя в студнеобразный гель, способный значительно снизить проницаемость пласта, позволяет наличие в ингибирующей композиции соляной кислоты.

За счет того, что ингибитор находится преимущественно в составе силикатного золя и геля десорбция ингибитора будет протекать медленнее. Поскольку силикатные системы с ингибитором устойчивее к вымыванию, нежели обычные адсорбционные слои ингибитора на твердой поверхности. При этом период десорбции увеличивается, а это означает, что повышается и эффективность использования ингибитора солеотложения. Поскольку гель из силикатного золя предотвращается соляной кислотой, то такой ингибирующий состав солеотложения можно применять даже в малопроницаемых коллекторах. В высокопроницаемых коллекторах содержание соляной кислоты можно уменьшить. Это приведет к образованию плотного геля в крупных порах и снижению притока воды в скважину. При этом молекулы ингибитора солеотложения будут находиться как в составе силикатной пленки, так и в объеме студнеобразного геля.

В качестве ингибитора отложения солей в составе композиции можно использовать нитрилотриметилфосфоновую кислоту (НТФ, инкредол (реагент на основе НТФ) или дифонат (тринатриевая соль НТФ). Разработка ингибирующей композиции на основе дифоната в лабораторных условиях осуществлялась в четыре этапа. Вначале подбиралось наиболее благоприятное сочетание КФВК с соляной кислотой, обеспечивающее наибольшее

снижение поверхностного натяжения на границе «нефть – кислотные растворы». Затем изучалась способность дифоната и благоприятного сочетания этих кислот понижать поверхностное натяжение на границе «нефть – кислотные растворы с дифонатом». На третьем этапе изучалась ингибирующая способность композиции, содержащей дифонат, КФВК и соляную кислоту. На четвертом этапе определялась адсорбционно-десорбционная характеристика ингибирующей композиции солеотложения. Лабораторные исследования позволили установить, что наиболее эффективная композиция содержит дифонат 0,5–4 %, КФВК 1–3 %, соляную кислоту 6–13 %. Введение в композицию гелеобразующего реагента КФВК позволяет улучшить процесс десрбции дифоната в 1,58 раза.

Выбор методов предотвращения образования отложений.

Существующие методы предотвращения солей можно разделить на две группы - безреагентные и химические.

К безреагентным методам предотвращения отложений солей относятся:

– воздействие на перенасыщенные солями растворы магнитными силовыми и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов.

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласты высокоминерализованных вод, совместимых с пластовыми.

Наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов – ингибиторов отложения солей.

К ингибиторам солеоотложениям предъявляются жесткие требования:

– не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти;

– не должны оказывать отрицательного влияния на технологический процесс переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;

– не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены;

– не должны способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии;

– должны быть безопасными для обслуживания и безвредными для окружающей среды;

– содержание ингибиторов в различных по составу растворах должно надежно определяться в промысловых условиях;

– должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;

– должны быть совместимые с пластовыми, попутнодобываемыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;

– должны быть стабильными при хранении и транспортировке.

Механизм работы реагентов – ингибиторов отложения солей сложен и недостаточно полно изучен. Было обнаружено, что наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти микромолекулы имеют плохую адгезию и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

Различают способы подачи ингибитора:

– непрерывная дозировка в систему с помощью дозировочных насосов или специальных устройств;

– периодическая закачка раствора ингибитора в скважину с последующей задавкой его в ПЗП;

– периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины насосными агрегатами.

На сегодняшний день наиболее эффективным является метод предупреждения отложения солей путем добавки в попутнодобываемую воду ингибиторов солеотложения.

Вывод. Приоритетным направлением борьбы с отложением солей при нефтедобыче в настоящее время является его предотвращение на основе ингибиторной защиты скважин и оборудования. Выбор технологии ингибирования зависит от обводненности, дебита скважины и экономической эффективности каждой технологии. Проблема солевых отложений при добыче нефти остается актуальной и требует дальнейшего изучения.

Литература

1. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

2. Применение термостойких жидкостей глушения на основе нефтяных эмульсий / Г.Г. Гилаев, Т.В. Хисметов, А.М. Бернштейн, В.Л. Заворотный, А.В. Заворотный // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 8. – С. 64–67.

3. Гидравлический разрыв пласта как инструмент разработки месторождений Самарской области / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, А.Е. Летичевский, А.Н. Парфенов, И.Г. Хамитов, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 65–69.

4. Гилаев Г.Г. Исследование и разработка комплекса технологий изоляции водопритоков при строительстве и эксплуатации скважин : дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень, 1999.

5. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области, Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

6. Применение горизонтальных скважин с множественными трещинами грп для разработки низкопроницаемых пластов на примере опытного участка приобского месторождения / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, А.В. Тимонов, И.В. Судеев, С.С. Ситдиков, Т.Р. Мусабиров, А.В. Колонских, Р.Р. Галеев // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2012. – № 2(27). – С. 22–26.

7. Нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса Самарской области: история открытия и перспективы по-

иска / Г.Г. Гилаев, А.Э. Манасян, Г.Д. Федорченко, В.А. Колесников, И.А. Кологреев // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 10. – С. 38–40.

8. Повышение эффективности использования химических реагентов в ОАО «НК «Роснефть» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, А.М. Кузнецов, В.Н. Гусаков, А.Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 22–24.

9. Близнюков В.Ю. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов с анамально высокими пластовыми давлениями / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 6. – С. 50–54.

10. Влияние физико-механических свойств пласта и падения пластового давления напескопроявление / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, Р.Ф. Исламов, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 3. – С. 5–9.

11. Гилаев Г.Г. Управление технологическими процессами по интенсификации добычи нефти / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 10. – С. 74–77.

12. Гилаев А.Г. Исследование влияния выноса мелких частиц продуктивного пласта на изменение нефтеотдачи низкопроницаемых коллекторов : дис. … на соиск. уч. ст. канд. техн. наук / Институт машиноведения имени А.А. Благонравова Российской академии наук. – М., 2012.

13. Хабибуллин М.Я. Совершенствование очистки насосов для добычи нефти от механических примесей / М.Я. Хабибуллин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2017. – № 6. – С. 29–33.

14. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

15. Гилаев Г.Г. борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 5. – С. 119–127.

16. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин

сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

17. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

18. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

19. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

21. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

22. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади [и др.]. – Краснодар, 2002.

23. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

24. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Стрельцов Ф.С., Хамитов И.Г. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

25. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук /

Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

26. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

27. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2010 – № 1. – С. 11–22.

УДК 622

ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ. МЕТОДЫ БОРЬБЫ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Светлов Кирилл Юрьевич
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Гидраты – Это твердые соединения и водой, которые могут образовываться природным газом, насыщенном парами воды, при определенных термобарических условиях. Внешне гидраты представляют собой белую творожнообразную субстанцию и состоят из одной или нескольких молекул газа (метана, пропана, углекислого газа и др.) и воды. Техногенные газовые гидраты образовываются в системах сбора и подготовки газа, а также при его добыче: в призабойной зоне пласта, стволе скважины, в внутрипромысловых коллекторах и шлейфах, в магистральных газотранспортных системах. Гидратообразование может вызвать серьѐзные осложнения и проблемы в технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа. Отлагаясь на стенках труб, гидраты резко уменьшают их пропускную способность. Как показывает практика, прежде всего процессу гидратообразования подвергается сама скважина и примыкающая к ней призабойная зона пласта-коллектора вследствие интенсивного охлаждения добываемого газа за счет дроссель-эффекта и теплообмена скважины с мерзлыми горными породами окружающими ее. При достаточно высоком пластовом давлении на многих газовых и газоконденсатных месторождениях есть вероятность гидратообразования в самом стволе скважины, и, как следствие, происходит снижение ее пропускной способности или же полная закупорка скважины. Стоит сказать, что высокая вероятность закпорки скважин гидратами существует при остановке добычи газа из-за низкой температуры призабойной зоны скважины.
Ключевые слова: природный газ, гидратообразования, гидраты, борьба с гидратообразованиями.

Введение. В настоящее время процессы добычи, транспорта, хранения и переработки газа осложнены проблемой образования газовых гидратов. Это связано с наличием в потоке газа водной фазы, способной при определенных температурах и давлениях в газопроводе образовывать совместно с газовыми молекулами соединения включения. На этот процесс могут оказывать влияние физико-химические характеристики воды и газа. Возникновение гидратных отложений в призабойной зоне пласта оказывает влияние на дебит скважины (снижают его). Гидраты закупоривают частично или полностью проходное сечение трубы, что приводит к возникновению в трубопроводе зон с повышенным давлением. При продавливании газогидратной пробки на газораспределительных станциях могут возникнуть условия для газодинамического удара, который является одним из механизмов стремительного разрушения трубопроводов. В целом образование гидратов приводит к серьезным осложнениям при эксплуатации газовых месторождений и даже к крупным авариям. Предупреждение и предотвращение этих осложнений при является актуальной проблемой. На сегодняшний день подробно изучены условия образования и разложения гидратных соединений. Известны значения температур, давлений, при достижении которых вероятность гидратообразования повышается. Предложены различные модели механизма образования гидратов, изучены скорости роста гидратов при различных условиях и выявлены факторы, влияющие на скорость образования гидратов, разработаны методы расчета изменения температуры и давления при движении газа, жидкости и газожидкостных смесей в трубопроводах, а также скорости роста гидратов. Все вышеперечисленное легло в основу методов борьбы с гидратообразованиями, которые можно использовать для определенных условий.

Методология. Гидраты – соединения, образованные молекулами газа и воды, которые можно отнести к такому классу химических соединений как клатраты. В этих «соединениях включения» молекулы одного вещества находятся внутри структур молекул другого.

Многие из компонентов, обычно входящих в состав природного газа, образуют гидраты в соединении с водой. Образование

гидратов является одной из проблем, связанных с процессами добычи, переработки и транспортировки природного газа и его производных жидкостей.

В нефтегазовой промышленности «гидратами» называют вещества, которые при комнатной температуре обычно находятся в газообразном состоянии. В число таких веществ входят метан, этан, двуокись углерода, сероводород и др. Отсюда возник термин «газовые гидраты». Способность воды образовывать гидраты объясняется наличием в ней водородных связей. Водородная связь заставляет молекулы воды выстраиваться в геометрически правильные структуры. В присутствии молекул некоторых веществ эта упорядоченная структура стабилизируется и образуется смесь, выделяемая в виде твердого осадка. Молекулы воды в таких соединениях называются «хозяевами», а молекулы другие веществ, стабилизирующие кристаллическую решетку, – «гостями». Молекулы – гости называются «гидратообразующие вещества» или «гидратообразователи». Кристаллические решетки гидратов имеют сложное, трехмерное строение, где молекулы воды образуют каркас, в полостях которого находятся заключенные молекулы – гости.

Типы гидратов

Соединения гидратов удерживаются с помощью сил Ван-дер-Ваальса. Обычно соединения включения образуются в виде двух структур, полости которых заполняются молекулами гидратообразователей частично или полностью. Основой каждого вида структур строения гидратов является пентагональный додекаэдр, состоящий из двадцати молекул воды, соединенных водородными связями длиной около 0,275 нм. Пентагональные гексаэдрами додекаэдры упаковываются вместе с тетраэдрами с образованием двенадцати пентагональных и двух гексагональных граней в гидратах структуры I и с с образованием двенадцати пентагональных и четырёх гексагональных граней в гидратах структуры II. Каждая элементарная ячейка гидрата структуры I состоит из 46 молекул воды, образующих две малые (додекаэдры) и шесть больших полостей. Объем додекаэдра около 1,69 нм^3, а тетрадекаэдра – около 2,16 нм^3.

В малых полостях структуры I могут располагаться молекулы газа, размер которых не превышает 0,52 нм, в больших –

0,59 нм. При образовании гидрата такими газами, как Аг, CH_4, H_2S и другими, размер молекул которых не превышает 0,52 нм, могут быть заполнены полностью малые и большие полости. Состав такого гидрата определяется по выражению 8G × 46 H_2O или G × 5,75 H_20, где G может быть молекулой Аг, CH4, H_2S и т.д. Если же диаметр 22 молекулы газа (C_3H_6, Cl, SO_2 и т.д.) превышает 0,52 нм, то заполняются только большие полости гидрата. Газы, размер молекул которых находится в пределах 0,59–0,69 нм (C_3H_8, i-C_4H_{10}, CH_2C_2, $CHCl_2$ и др., (образуют гидраты структуры II. Элементарная ячейка таких гидратов состоит из 16 малых и 8 больших полостей, образованных 136 молекулами воды. Максимальный диаметр малых полостей составляет 0,48 нм, больших – 0,69 нм.

При наличии отдельного компонента гидратообразователя, образующего гидрат структуры II, происходит заполнение молекулами этого газа G только больших полостей, при этом состав гидрата определяется по формуле 8G × 136 H_2O или G1 × 17 H_2O. При наличии смеси газов с различным диаметром молекул образуются двойные гидраты, у которых заполняются как малые, так и большие полости. Состав гидрата при этом определяется формулой 8G1 × 16Gg × 136 H_2 O или G1 × 2G_2 × 17 H_2 O.

Для образования гидрата необходимы следующие три условия:

1. Благоприятные термобарические условия. Образованию гидратов благоприятствует сочетание низкой температуры и высокого давления.

2. Наличие гидратообразующего вещества. К гидратообразующим веществам относятся метан, этан, двуокись углерода и др.

3. Достаточное количество воды. Воды не должно быть ни слишком много, ни слишком мало. Точные значения температуры и давления гидратообразования зависят от химического состава газа, причем гидраты могут образовываться при температурах выше точки замерзания воды 0 °С. Для предотвращения гидратообразования достаточно исключить одно из трех условий, перечисленных выше. Как правило, мы не можем удалить из смеси гидратообразующие вещество. В случае с природным газом именно гидратообразующие вещества и являются полезным продуктом. Поэтому для борьбы с гидратообразованием мы обращаем внимание на два других фактора.

Ускоренному образованию гидратов также способствуют следующие явления:

- Турбулентность.

Высокие скорости потока. Образование гидратов активно протекает на участке с высокими скоростями потока среды. Это делает дроссельную арматуру особенно чувствительной к образованию гидратов. Во-первых, температура природного газа при прохождении через дроссель, как правило, значительно понижается вследствие эффекта Джоуля-Томсона. Во-вторых, в уменьшенном проходном сечении клапана возникает большая скорость потока.

Перемешивание.

При перемешивании газа технологическом резервуаре, теплообменнике и гидратообразования возрастает.

- Центры кристаллизации.

Центр кристаллизации представляет собой точку, которой

Центры кристаллизации. Центр кристаллизации представляет собой точку, в которой имеются благоприятные условия для фазового превращения, в данном конкретном случае – образование твердой фазы из жидкой. Центрами кристаллизации для образования гидратов могут быть дефекты трубопроводов, сварные швы, фасонные детали и арматура трубопроводов (например, колена, тройники, клапаны) и т. д. Включения шлама, окалины, грязи и песка также являются хорошими центрами кристаллизации.

- Свободная вода.

Наличие свободной воды не является обязательным условием для гидратообразования. Это продемонстрировано фазовой диаграмме давление состав для системы метан + вода.

Методы борьбы

Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи газа: в призабойной зоне, в стволах скважин, в шлейфах и внутрипромысловых коллекторах, в системах промысловой и заводской подготовки газа, а также в магистральных газотранспортных системах. В технологических процессах добычи, подготовки и транспорта газа твердые газовые гидраты вызывают серьезные проблемы, связанные с нарушением протекания этих процессов. К газопромысловым системам, в которых возможно образование техногенных газовых гидратов, относятся:

- призабойная зона скважин,
- ствол скважины;

- шлейфы и коллекторы;
- установки подготовки газа;
- головные участки магистральных газопроводов;
- газораспределительные станции;
- внутрипромысловые и магистральные продуктопроводы;
- установки заводской обработки и переработки газа.

Для борьбы с гидратами разработан ряд методов, показанных на рисунке 1, в том числе и методы, использующие химические реагенты – ингибиторы гидратообразования.

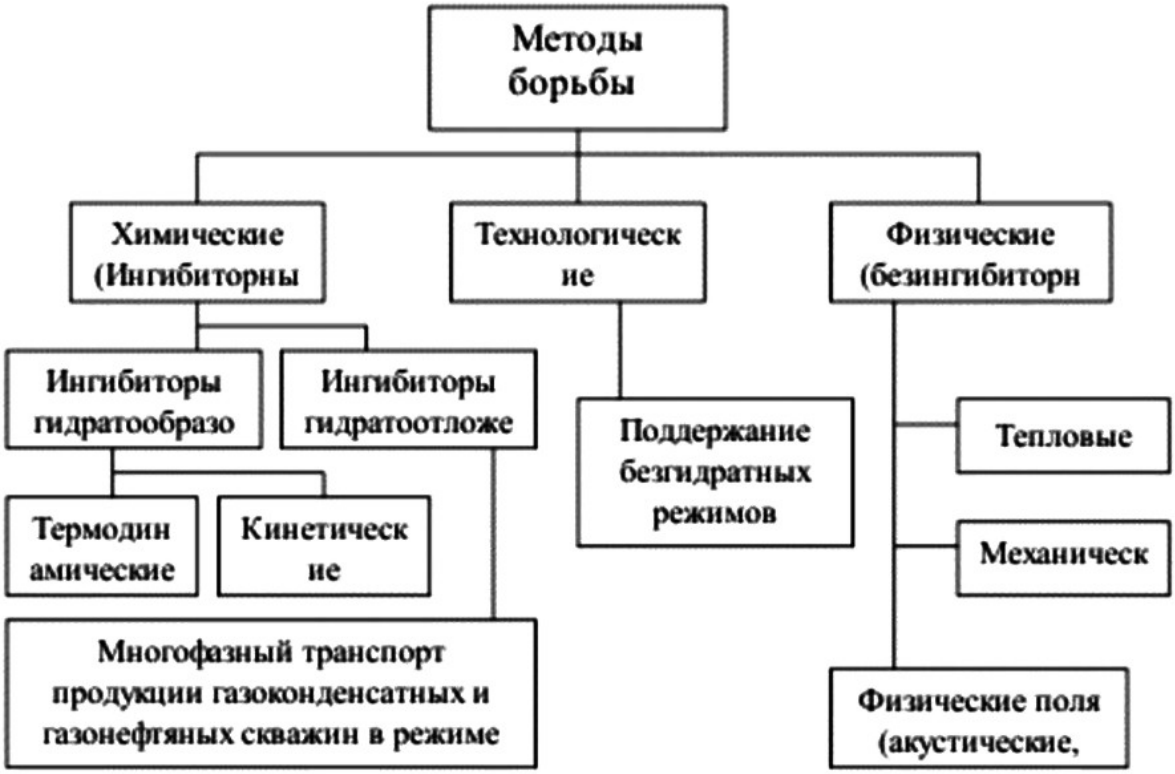

Рисунок 1 – методы борьбы с гидратообразованием

Вывод. В настоящее время технология борьбы с гидратообразованием широко изучена и направлена на снижение потребления ингибиторов гидратообразования, который является основным способом борьбы с гидратами. Для эффективной борьбы необходимо знать количество влаги, фактические давление и температуру в трубопроводе.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК

«Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей. ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в россии / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проек-

тировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Лядов Б.С. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Доку-

чаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

21. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

22. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

23. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

24. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

25. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

26. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

27. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

УДК 622

ОБВОДНЕНИЕ СКВАЖИН. ПРИЧИНЫ. МЕТОДЫ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Светлов Кирилл Юрьевич
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. На начальной стадии разработки нефтяных месторождений чаще всего в добываемой нефти содержание воды очень мало. Однако через какое-то время на месторождениях вместе с нефтью на поверхность поднимается вода. Так как основным методом поддержания пластового давления в России является заводнение. В данной работе рассматриваются причины обводнения, различные методы предотвращения и устранения обводнения скважин.

Ключевые слова: обводненность, поздняя стадия разработки, дебит, разработка.

Введение. Проблема ограничения отбора воды является очень актуальной за последние годы. Из-за резкой неоднородности горизонтов, постепенное обводнение нефтяных скважин является естественным и большинство запасов нефти отбираются в водный период эксплуатации скважин. В ходе эксплуатации нефтяных месторождений в пластах перемещение вытесняющего агента происходит по высокопроницаемым трещинам, а низкопроницаемые участки остаются нетронутыми. Еще возможны заколонные перетоки, которые происходят по причине негерметичности обсадных колонн и низкого качества цементирования.

Современные методы ограничения водопритоков, могут привести к значительному снижению обводненности и увеличению добычи нефти. Для эффективности мероприятий необходи-

мо значить причину возникновения обводнения продукции, которая определяется при помощи диагностики.

Методология. Обводненность скважины – это содержание воды в продукции скважины, определяемое как отношение дебита воды к сумме дебитов нефти и воды.

Обводненность скважин определяют систематическим отбором проб жидкости, поступающей из скважин, и автоматическим контролем за обводненностью. Обводнение скважин является главной причиной перевода эксплуатационных скважин в бездействующий фонд.

Обводнение скважин естественный процесс в ходе разработки любого месторождения углеводородов. Эксплуатация при обводненности скважины более 98 % может допускаться только в отдельных случаях, при сочетании благоприятных геологических и организационных условий, делающих продолжение их работы экономически целесообразным.

Причинами прорывов можно назвать:

1) проницаемостную зональную (по площади) и слоистую (по толщине пласта) неоднородность залежи; вязкостную и гравитационную неустойчивость вытеснения; особенности размещения добывающих и нагнетательных скважин;

2) залегание подошвенной воды; наклон пласта, растекание фронта вытеснения;

3) наличие высокопроницаемых каналов и трещин, особенно в трещиновато-пористом коллекторе;

4) негерметичность эксплуатационной колонны и цементного кольца.

В основном преждевременное обводнение может происходить в результате:

– образования «языков» закачиваемой воды по площади зонально неоднородной залежи (охват заводнением по площади);

– конусообразования подошвенной воды;

– опережающего продвижения воды по наиболее проницаемым пропласткам в неоднородном слоистом пласте (охват по толщине пласта);

– опережающего прорыва воды по высокопроницаемым трещинам;

– поступления воды из верхних, средних и нижних водоносных пластов вследствие негерметичности колонны и цементного кольца.

Преждевременное обводнение пластов и скважин приводит к снижению текущей добычи нефти и конечной нефтеотдачи, к большим экономическим потерям, связанным с подъемом на поверхность, транспортированием, подготовкой и обратной закачкой в пласт больших объемов воды, с необходимостью ускоренного ввода в разработку новых месторождений для компенсации недоборов нефти. Проблема борьбы с обводнением пластов и скважин становится все более актуальной.

Методы борьбы с обводнением.

Для борьбы с преждевременным обводнением пластов и скважин применяют первую группу методов регулирования процесса разработки. Уменьшения языко- и конусообразования вод можно достичь оптимизацией технологических режимов работы скважин, а предотвращения опережающего движения воды по высокопроницаемому пласту многопластового месторождения – применением методов одновременно-раздельной эксплуатации.

Осуществление изоляционных (ремонтно-изоляционных) работ (РИР) целесообразно только в случаях преждевременного обводнения скважин. Основным назначением РИР следует считать обеспечение оптимальных условий выработки пласта для достижения проектного коэффициента нефтеотдачи.

Формулирование целей изоляционных работ, обоснованный выбор метода и технологии его осуществления могут быть выполнены только при наличии ясных представлений о путях обводнения скважин. Для изучения путей поступления воды применяют промыслово-геофизические методы исследования: в необсаженных скважинах—электрокаротажи; в обсаженных—методы закачки радиоактивных индикаторов (изотопов), термометрию, импульсный нейтронно-нейтронный каротаж (ИННК), закачку азота и др. Однако эти методы еще не всегда надежны.

Классификация изоляционных работ и методов изоляции

В зависимости от цели все РИР можно подразделить на три вида:

– ликвидация негерметичности обсадных колонн и цементного кольца;

– отключение отдельных пластов;

– отключение отдельных обводненных (выработанных) интервалов пласта, независимо от их местоположения по толщине и характера обводнения (подошвенная вода, контурная, закачиваемая), а также регулирование профиля закачки воды в нагнетательных скважинах.

Путями притока воды и ее поглощения могут быть поры, трещины, каверны и другие каналы различного размера. С технологических позиций методы изоляции притока и регулирования профиля приемистости воды целесообразно разделить по степени дисперсности изолирующих материалов на четыре группы с использованием:

– фильтрующихся в поры пласта тампонирующих растворов;

– суспензий тонкодисперсных тампонирующих материалов;

– суспензий гранулированных (измельченных) тампонирующих материалов;

– механических приспособлений и устройств.

Поступление частиц в поры зависит в основном от соотношения размеров (диаметров) пор и частиц. Если диаметр пор > 10 диаметров частиц, то дисперсные частицы свободно перемещаются по поровым каналам; при д.п < 3д.ч. , проникновение отсутствует; при 3 < д.п / д.ч. < 10 происходит кольматация пор (намыв частиц) при фильтрации жидкости, особенно сильно проявляющаяся при д.п. < 5д.ч. Считается, что частицы свободно перемещаются по трещине, если раскрытие (ширина) трещины д.т. не менее удвоенного диаметра частиц. Отсюда следует, что к тонкодисперсным материалам относят материалы при 3<д.п./ д.ч. < 10 для пор и 1 < д.т. / д.ч < 2 для трещин, а к гранулированным – при д.т. > = 2 д.ч для трещин.

В настоящее время предложено множество различных тампонирующих (изолирующих) материалов. Механизмы создания тампонирующих барьеров основаны на известных физических явлениях и химических реакциях (взаимодействие реагентов между собой или с пластовыми флюидами, полимеризация, поликонденсация, диспергирование, плавление, кристаллизация, кольматация, гидрофобизация и др.). Тампонирующий барьер в

результате может быть представлен гелем, эмульсией, пеной, дисперсным осадком или твердым телом, при этом он должен выдерживать создаваемые в пласте градиенты давления. Эти материалы можно создавать на основе различных смол (ТСД-9, ТС-10), растворов полимеров (гипан, ПАА, метас, тампакрил и т.д.), органических соединений (вязкая дегазированная нефть; углеводородные растворители, насыщенные мазутами, битумом, парафином; эмульсии нефти, нефтесернокислотные смеси и т.д.), кремнистых соединений (силикагели) и других неорганических веществ (силикат натрия, кальцинированная сода и т.д.), а также их сочетаний.

Дисперсной средой суспензий служат жидкости на водной или углеводородной основе, а также фильтрующиеся в поры тампонирующие материалы. В качестве дисперсной фазы (наполнителей) предложено использовать частицы (порошок, гранулы, куски волокна, стружка) цемента, глины, парафина, высокоокисленных битумов, рубракса, скорлупы грецкого ореха, полиолефинов (полимеров), магния, древесных опилок, кожи, асбеста, гашеной извести, песка, гравия, утяжелителей бурового раствора, резины (резиновая крошка), а также нейлоновые шарики и др.

К механическим приспособлениям и устройствам следует отнести пакеры-пробки, взрывные пакеры, неопреновые патрубки-летучки, хвостовики или дополнительные колонны меньшего диаметра и др.

По механизму закупоривания пористой среды эти методы делятся еще на селективные и неселективные. Методы селективной изоляции подразделяют еще на две группы методов, которые основаны на использовании:

1) селективных изолирующих реагентов, образующих закупоривающий поровое пространство материал (осадок), растворимый в нефти и нерастворимый в воде;

2) изолирующих реагентов селективного действия, образующих закупоривающий поровое пространство материал только при смешении с пластовой водой и не образующих – при смешении с пластовой нефтью.

Вывод. Большинство нефтяных месторождений Росиии находятся на поздней стадии разработки, что характеризуется ростом обводненности и снижением уровня добычи. Обводненность

продукции серьезная и распространенная проблема в нефтяной промышленности, с которой необходимо бороться. Для того, чтобы бороться с данной проблемой необходимо знать причину избыточного поступления воды. Это определяется при помощи диагностики. Необходим эффективно контролировать процесс обводненности продукции, чтобы повышать рентабельность разработки месторождения и снижать затраты на переработку и утилизацию добываемой воды.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей. ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов,

М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Лядов Б.С. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

21. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

22. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

23. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

24. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И. // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом

деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

25. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

26. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

27. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин Сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

УДК 622

СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Светлов Кирилл Юрьевич
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Как только нефть подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромыслового оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Продукция скважин не состоит из чистой нефти. Она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ.

Ключевые слова: скважина, промысел, сепарация, трубопровод, продукция скважин.

Введение. Сбор, подготовка и транспортировка газа и нефти – комплексная задача, требующая многих структурных элементов и узлов, полностью зависящая от качества техники. Магистральные трубопроводы не предназначены для транспортировки необработанных нефтяных и газовых эмульсий. Транспортировка пластовой воды усиливает коррозию, а совместное течение нефти, газа и воды приводит к потере давления. Промысловая подготовка нефти включает в себя такие этапы:

– дегазация – проводится в сепараторах для отделения газа от нефти. От количества ступеней сепарации зависит объем извлечения дегазированного продукта из одного и того же количества пластовой эмульсии. Обычно достаточно провести очистку два-три раза;

– обезвоживание – осуществляется различными методами: или гравитационным холодным разделением в действии поля центробежных сил или под термическим термохимическим, электрическим воздействием;

– обессоливание путем смешения обезвоженной нефти с пресной водой и повторение этой операции с вновь полученной эмульсией. В связи с тем, что даже после проведения дегидратации некоторое количество воды, содержащей раствор солей, все равно продолжает содержаться в нефти. При смешении с пресной водой соли распределяются по всему ее объему, и, следовательно, их средняя концентрация в воде уменьшается;

– стабилизация – отделение от нефтепродукта легких фракций бензина, пропана и бутана для снижения показателя потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке;

Принцип действия и устройство. Системы сбора и подготовки нефти и газа состоят из разветвленной сети трубопроводов, замерных установок, сепарационных пунктов, резервуарных парков, установок комплексной подготовки нефти, установок подготовки воды, насосных и компрессорных станций. Трубопроводы от скважин до замерных установок называют выкидными линиями. Иногда сбор безводной и обводненной нефти, легкой и тяжелой осуществляется по разным нефтесборным коллекторам, чтобы исключить их смешивание.

Выбор системы сбора определяется условиями добычи нефти и газа на данном месторождении – составом и физическими свойствами нефти, устьевыми давлениями и температурами, газовым фактором, сеткой расположения скважин, рельефом местности.

Технологическая модель современной системы сбора промысловой продукции, транспорта и подготовки нефти и воды состоит из следующих элементов, которые представлены на рисунке 1.

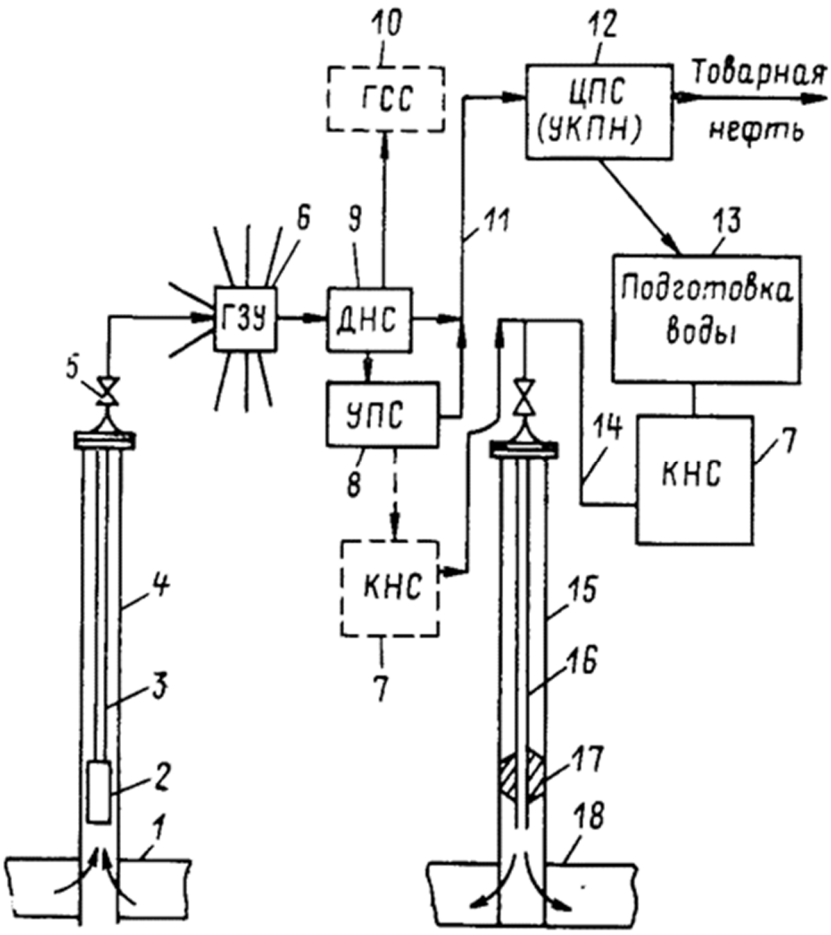

Рисунок 1 – Схема сбора и подготовки продукции на промысле: 1 – продуктивный пласт; 2 – насос; 3 – НКТ; 4 – обсадная колонна; 5 – устье добывающей скважины; 6 – ГЗУ; 7 – КНС; 8 – УПСВ; 9 – ДНС; 10 – газосборная сеть; 11 – нефтесборный коллектор; 12 – УКПН; 13 – узел подготовки воды; 14 – нагнетательный трубопровод; 15 – обсадная колонна нагнетательной скважины; 16 – НКТ; 17 – пакер; 18 – пласт

Элемент 1. Участок от устья добывающих скважин до групповых замерных установок (ГЗУ), здесь продукция скважин в виде трехфазной смеси (нефть, газ, вода) по трубопроводам перекачивается до узла первичного замера и учета продукции (выкидные линии).

Элемент 2. Включает участок от ГЗУ до дожимных насосных станций (ДНС), где продукция скважин разделяется на жидкую и газовую фазы (первая ступень сепарации). На данном участке возможно образование достаточно высокодисперсной водогазонефтяной эмульсии, стойкость которой будет зависеть от физико-химических характеристик конкретной нефти и воды (сборный коллектор).

Элемент 3. ДНС – газосборная сеть (ГСС). В этом элементе нефтяной газ из сепараторов, являющихся первой ступенью сепарации, отбирается в газосборную сеть под давлением узла сепарации.

Элемент 4. ДНС – УКПН. Данный элемент включает участок от ДНС до установки комплексной подготовки нефти (УКПН). В некоторых нефтяных регионах такой узел называют «центральный пункт сбора продукции» (ЦПС).

Элемент 5. ДНС – установка предварительного сброса воды (УПСВ). Часто данный элемент бывает совмещенным с одновременным отделением газа первой ступени сепарации; затем вода проходит доочистку до нужного качества.

Элемент 6. УПСВ – КНС. Отделившаяся вода необходимого качества и количества из емкостей УПСВ (отстойные аппараты) силовыми насосами подается на кустовую насосную станцию (КНС) для нагнетания в пласт.

Элемент 7. УКПН – установка подготовки воды. Этот элемент также является совмещенным, т.к. одна из ступеней используется для отделения и очистки водной фазы, а вторая – для разделения и разрушения эмульсии промежуточного слоя, которая накапливается в резервуарах товарного парка.

Элемент 8. Установка подготовки воды – КНС. Вся водная фаза (как сточная вода) с узла подготовки воды по отдельному трубопроводу транспортируется в этом элементе до кустовой насосной станции.

Элемент 9. КНС – нагнетательная скважина (пласт). На этом участке очищенная от мехпримесей и нефтепродуктов сточная вода силовыми насосами КНС закачивается в нагнетательную скважину и далее в пласт.

В основу схем положено совмещение в системе герметизированного нефтегазосбора процессов транспорта и подготовки продукции скважин для ее последующего разделения в специальном оборудовании при максимальном концентрировании основного оборудования по подготовке нефти, газа и воды на центральных нефтесборных пунктах (ЦНП). Это дает возможность автоматизировать промысловые объекты с капитальными наименьшими вложениями.

Подготовка нефти, газа и воды

В большинстве случаев в промысловой практике приходится иметь дело с эмульсиями типа «вода в нефти». Отличительной особенностью этих эмульсий является то, что вода виде мельчайших капелек располагается внутри нефти.

Нефтяные эмульсии в большинстве случаев обладают высокой стойкостью. Простым отстоем отделить воду от нефти в них невозможно и для этого приходится прибегать к специальной обработке эмульсии.

Процесс подготовки нефти для ее переработки условно разделяется на две операции: обезвоживание (деэмульсация) и обессоливание. При обезвоживании содержание воды в нефти доводится до 1–2 %, при обессоливании – от 0,1 % до следов. Кроме того, при этом процессе удаляются соли. Это достигается пропусканием нефти через слой пресной воды, в результате чего соли, имеющиеся в нефти, растворяются и удаляются вместе с водой.

Процессы разрушения нефтяных эмульсии можно разделить на два этапа: первый – слияние капель диспергированной воды, а второй – осаждение укрупнившихся капель воды. Эти процессы можно осуществлять тепловым, химическим или электрическим способом.

При тепловом, или термическом способе эмульсионную нефть нагревают до 45–80° С. Во время последующего отстоя в течение нескольких часов вода частично отделяется от нефти и осаждается в резервуаре-отстойнике, откуда сбрасывается в канализационную сеть.

Тепловой способ деэмульсации нефти основан на том принципе, что при нагреве эмульсии ее вязкость снижается, капли воды соединяются друг с другом и осаждаются. Нагревают эмульсию в резервуарах, теплообменниках или трубчатых печах.

Химический способ основан на воздействии химическими реагентами-деэмульгаторами на составные части эмульсии – нефть и воду.

В качестве деэмульгаторов используют различные неионогенные поверхностно-активные вещества (ПАВ), изготовляемые на основе окиси этилена (ОП-10, проксанолы, дипроксамин, ди-

сольван и др.). Расход этих деэмульгаторов при обезвоживании и обессоливании нефти небольшой – от 30 до 100 г на 1 т обработанной нефти.

При введении в эмульсионную нефть деэмульгатор вследствие растворимости в обеих фазах эмульсии свободно проникает во внутреннюю фазу, разрушает пленки эмульгаторов, снижает поверхностное натяжение на границе вода – нефть, что способствует разложению эмульсии.

Электрический способ разрушения эмульсии основан на появлении разноименных электрических зарядов на противоположных концах каждой капельки воды, на взаимном притяжении этих капелек и разрушении пленок нефти между этими капельками в результате действия переменного или постоянного тока высокого напряжения на электроды, опущенные в поток эмульсии. При электрической деэмульсации нефти в железный сосуд вводят изолированный от стенок сосуда электрод, по которому протекает электрический ток напряжением в несколько тысяч вольт. Вторым электродом являются стенки сосуда, заземленные и соединенные с трансформатором напряжения.

При прокачивании эмульсии между электродами, через которые пропускают ток высокого напряжения, эмульсия разрушается, освобожденные капельки воды соединяются в более крупные частички, и вода постепенно оседает на дно сосуда.

Самостоятельно каждый из описанных способов деэмульсации нефти почти не применяют. Обычно деэмульсацию осуществляют комбинированным способом, например, тепловое воздействие комбинируют с химическим или термохимическое воздействие сочетают с электрическим.

Для обработки газа газовых и газоконденсатных месторождений применяют следующие технологические установки:

а) низкотемпературной сепарации (работающие на холоде, получаемом за счет редуцирования газа высокого давления в штуцерах и предварительного охлаждения в рекуперативных теплообменниках перед дросселированием газа);

б) низкотемпературной сепарации, работающие на холоде, получаемом в специальных холодильных машинах;

в) абсорбционной (гликолевой) осушки газа;

г) адсорбции (короткоцикловые и длинноцикловые) для обезвоживания и отбензинивания газа в комплексе и без низкотемпературной сепарации на газовых и газонденсатных месторождениях;

д) с вымораживателями, предназначенные в основном для газовых месторождений.

Вывод. В статье рассмотрено система сбора и подготовка скважинной продукции. Каждая система сбора в процессе эксплуатации имеет свои задачи, для решения которых необходим грамотный технологический подход.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей. ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков //

Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в россии / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Лядов Б.С. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

21. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

22. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

23. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

24. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

25. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

26. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

27. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

УДК 622

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ ПУТЁМ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ (УЭВН)

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Сузин Кирилл Константинович
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Данная технология может быть использована на нефтяных промыслах при добычи высоковязких нефтей из осложненных, глубоких скважин. Изобретение позволяет повысить эффективность добычи высоковязких нефтей, а также повысить эффективность и надежность устройства путём снижения нагрузки на штанговую колонну.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, трудноизвлекаемые запасы.

1. Введение. В последние годы влияние осложняющих факторов (мехпримеси, солеотложения, высокое содержание свободного газа, высокая вязкость нефти, снижение дебита скважин и др.) на работу установок механизированной добычи нефти приобретает все более масштабный характер. Более половины запасов в нашей стране относится к трудноизвлекаемым, причем значительную долю от них составляют высоковязкие нефти (с μ = 30 сП и более). На рисунке 1 указано распределение осложняющих факторов нефтяных скважин России.

Нефтяные Компании вынуждены применять более совершенные и дорогостоящие технологии и оборудование, что в большинстве случаев приводит к существенному увеличению себестоимости добычи нефти.

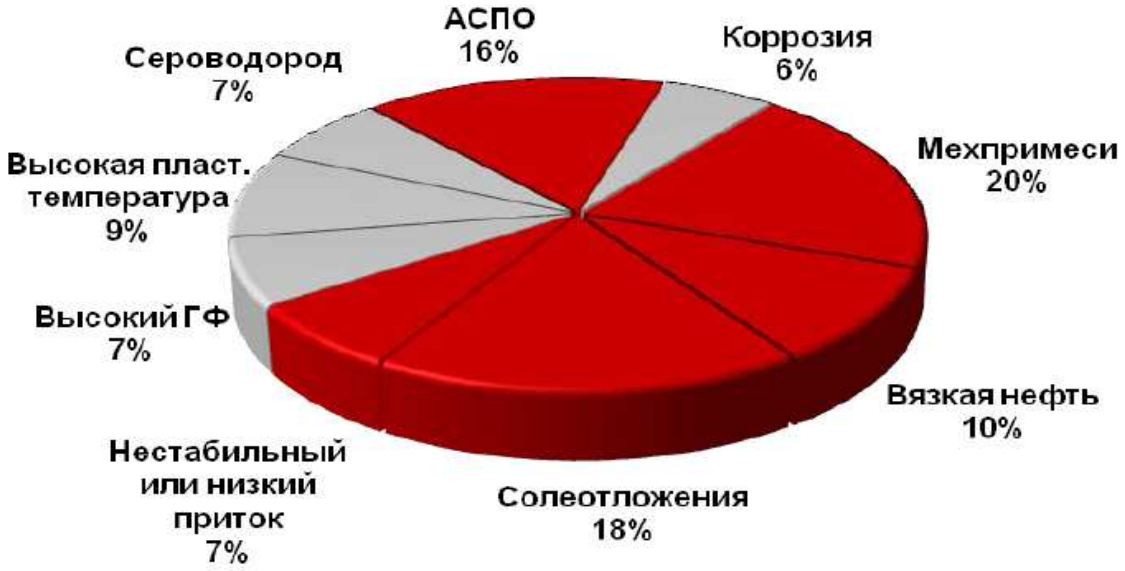

Рисунок 1 – распределение осложняющих факторов нефтяных скважин России

Для данных осложненных условий эксплуатации скважин одним из наиболее эффективных способов механизированной добычи нефти являются винтовые насосы, которые полностью или частично обеспечивают решение проблем добычи нефти на 70-ти процентах осложненного фонда скважин.

Как показывает практика, винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязких нефтей.

2. Актуальность проблемы. Анализируя состояние сырьевой базы и перспективы развития нефтегазовой отрасли, нельзя не отметить, что к началу XXI века в силу объективных и субъективных причин в отрасли сложилась следующая ситуация:

– доля крупных месторождений, вовлекаемых в разработку, снизилась до 8–10 %, а 70–80 % всего добывающего фонда скважин приходится на старые месторождения, выработанность активных начальных извлекаемых запасов которых составила 54 %;

– доля трудноизвлекаемых запасов постоянно растет и уже достигла 55–60 % от общих запасов всех категорий;

– бездействующий и простаивающий фонд скважин возрос до 28–30 % от общего эксплуатационного фонда, а для некоторых предприятий с хорошо развитой инфраструктурой достиг уже 60–65 %.

Возникшая к настоящему времени ситуация в нефтегазовом комплексе России определяет актуальность развития технологий в разработке трудноизвлекаемых остаточных запасов, в том числе высоковязких нефтей. Установка электроприводных винтовых насосов может существенно облегчить добычу трудноизвлекаемых запасов.

3. Область применения. Главное преимущество погружных винтовых насосов по сравнению с погружными центробежными состоит в том, что с повышением вязкости до определенных пределов (200 сП) параметры винтового насоса остаются практически неизменными, в то время как параметры центробежного насоса с увеличением вязкости резко снижаются. А при $\mu > 200$ сП эксплуатация погружных центробежных насосов вообще становится невозможной.

Следует отметить, что другим осложняющим фактором добычи нефти является повышенное газосодержание пластовой жидкости. При этом также выгодно применять винтовые насосы, так как наличие даже 50 % свободного газа на приеме насоса не вызывает снижения его рабочих характеристик.

Кроме того, винтовые насосы эффективно использовать в искривленных скважинах. Во-первых, потому, что угол наклона скважины в месте установки винтового насоса никак не влияет на его рабочие параметры. Во-вторых, установки ЭВН имеют незначительную длину, что облегчает прохождение скважинного агрегата по наклонно-направленной скважине.

Еще один плюс: винтовые насосы приспособлены к перекачке пластовой жидкости с повышенным содержанием механических примесей (до 400 мг/л).

К недостаткам винтовых насосов относятся:

– ограниченность по глубине спуска насоса (напор до 1500 м);

– ограничение по температуре (не должна превышать 90–110 °С из-за эластомера, который при увеличении температуры начнет отслаиваться от внутренней части корпуса).

Установки погружных винтовых насосов в зависимости от температуры откачиваемой жидкости выпускаются следующих модификаций – А, Б, В, Г:

- А – для жидкости с температурой до 30°С;
- Б – для жидкости с температурой от от 30° до 50 °С;
- В – для жидкости с температурой от от 50° до 70 °С.

4. Принцип действия винтового насоса. В объемном насосе рабочий процесс основан на вытеснении жидкости из рабочей камеры, герметично отделенной от полости всасывания и нагнетания. Насосы этого типа имеют большую жесткость характеристик при изменении параметров, возможность перекачивания небольших объемов жидкостей при высоких давлениях, а также жидкостей с широким диапазоном значений вязкости и жидкости с газовой составляющей.

Отличительная особенность одновинтового насоса как насоса роторного типа заключается в наличии развитых поверхностей трения, мест с щелевым уплотнением, в связи с чем обеспечение режима жидкостного трения между ротором и статором является необходимым и достаточным условием высокого ресурса насоса.

На обеспечение режима жидкостного трения влияют геометрические параметры винтовых поверхностей ротора и статора и зазор между ними, свойства материалов и чистота обработки поверхностей ротора и статора, скорость перемещения ротора в статоре; свойства перекачиваемой среды; обеспечение теплового баланса поверхностей скольжения в пределах, допускаемых выбранными материалами. Наиболее часто используется максимально простое конструктивное и технологическое решение одновинтового насоса: ротором служит винт, а статором – обойма насоса. Винт металлический, а обойма резинометаллическая с внутренней поверхностью из синтетического каучука или другого эластомера.

5. Анализ применения винтовых насосов для добычи высоковязкой нефти.

Преимущества УЭВН перед УЭЦН:

- Более высокий КПД;
- Меньшие габариты;
- Возможность регулирования подачи насоса изменением частоты вращения без потери напора;
- Более широкий диапазон рабочей области насоса;
- Эксплуатация в постоянном режиме скважин с притоком от 3 до 20м^3/сут, длительная и безотказная работа которых невозможна при использовании ЭЦН;

● В процессе работы УЭВН не образует высоковязких водонефтяных эмульсийи эффективна при откачке тяжелой высоковязкой нефти;

● Также применение УЭВН с вентильным двигателем позволяет сократить затраты на электроэнергию почти в 1,5–2 раза по сравнению с УЭЦН с асинхронным двигателем.

Применение УЭВН дает возможность, во-первых, снизить энергозатраты за счет более высокого КПД (91–92 %) и меньших значений рабочих токов, а также регулирования частоты вращения. Во-вторых, появляется возможность повысить ресурс установки, так как более низкие рабочие токи уменьшают вероятность перегрева двигателя. В-третьих, можно добиться оптимизации отбора продукции посредством регулирования частоты вращения и работы УЭЦН в циклическом режиме.

Таким образом, благодаря низкой частоте вращения при стабильном высоком моменте можно экономить электроэнергию и повышать ресурс установок погружных винтовых насосов.

Условия применения винтовых насосов представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Условия применения винтовых насосов

Характеристики	Показатели
Глубина спуска, м	до 2400
Производительность, $м^3$/сут.	3–150
Содержание попутной воды на приеме, %, не более	99
Плотность среды, кг/$м^3$, не более	1400
Водородный показатель попутной воды, pH,	6,0...8,5
Максимальная вязкость перекачиваемой жидкости, $м^2$/с	до 1×10^{-3}
Массовая концентрация твердых частиц, г/л, не более	0,6
Микротвердость частиц, баллов по Моосу, не более	5
Содержание свободного газа на приеме насоса, %, не более	50
Концентрация сероводорода, %, не более	6
Температура перекачиваемой среды, ОС, не более	130

Установки винтовых насосов в части электропривода выпускаются в двух исполнениях:

1. Установки погружных винтовых насосов с вентильным электроприводом и переменной частотой вращения 350–750 об/мин.

Установки комплектуются гидрозащитой, специальной универсальной станцией управления (с ограничителем скорости обратного вращения), трансформатором и кабельным удлинителем с муфтой.

Мощность вентильного электропривода, его исполнение (теплостойкое; коррозионностойкое; с системой погружной телеметрии) и тип гидрозащиты устанавливаются при заказе в зависимости от условий эксплуатации.

2. Установки погружных винтовых насосов с асинхронным 4-х полюсным электроприводом.

Погружные винтовые насосы конструктивно подразделяются на:

- одновинтовые с правой рабочей парой типа ЭОВНБ;
- сдвоенные с левой и правой рабочими парами типа ЭВНБ;
- сдвоенные с левой и правой рабочими парами, и фиксированным направлением остаточного осевого усилия типа ЭВНФБ.

Рабочей парой погружного винтового насоса является «резино-металлическая обойма – металлический винт». Зазор - натяг в паре и тип эластомера для обоймы подбираются под конкретные условия эксплуатации.

ЭОВН-одновинтовой с правой рабочей парой, который включает:

- обойму и винт;
- гибкий и промежуточный валы;
- двухсторонний опорный модуль, с возможностью восприятия осевых усилий от 3,5 до 10 тс.

Подконтрольная эксплуатация винтовых насосов проводилась на месторождениях Радаевское, Екатериновское, Боровское и Ивановское. В таблице 2 представлены основные характеристики пластов в условиях высоковязкой нефти и АСПО

Таблица 2 – Основные характеристики пластов

Параметры	Значения
Глубина залегания, м	1410–1900
Пластовая температура, °С	33–50
Газовый фактор, $м^3/м^3$	7–30
Обводненность, %	до 99
Вязкость добываемой продукции, сПз	120–995

Средняя наработка на отказ УЭВН составляет 248 суток. Максимальная наработка 624 суток. Относительно более высокие показатели наработки (более 450 суток) характерны для УЭВН импортного производства, в частности, немецкой компании Netzsch.

Так что же выбрать, установки отечественного производства или импортные? Большая часть УЭВН, применяемых в России, отечественного производства. Не учитывая то, что установкам импортного производства характерны более высокие показатели по наработке на отказ, они обладают существенными недостатками: даже при наработке на отказ в 500 суток суммарные затраты (инвестиционные и операционные) значительно превышают аналогичные затраты на отечественные насосы, к тому же, поставка запчастей занимает значительно больше времени. Ко всему вышесказанному добавим то, что иностранные производители зачастую не обеспечивают сервисное сопровождение своих УЭВН, поэтому обслуживание их установок осуществляется своими силами. Поэтому, на данном этапе, экономически не выгодно закупать импортное оборудование.

Выводы.

Существенным недостатком центробежных насосов является их низкая эффективность при работе в скважинах с дебитами ниже 40 $м^3$/сут, а также при откачке вязких нефтей. Однако более половины запасов в нашей стране относится к трудноизвлекаемым, причем значительную долю от них составляют высоковязкие нефти (с μ = 30 мПа·с и более).

Как показывает практика, винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязких нефтей.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей. ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Лядов Б.С. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

21. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

22. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

23. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

24. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

25. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

26. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

27. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

УДК 622

СВОЙСТВА ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ И СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНЕ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Сузин Кирилл Константинович
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Длительная эксплуатация нефтяных месторождений и заводнение нефтеносных пластов приводят к образованию стойких водонефтяных эмульсий, устойчивость которых существенно зависит от поверхностно активных веществ (ПАВ), называемых эмульгаторами, которые концентрируются в межфазном слое. В статье приведены свойства водонефтяных эмульсий, факторы возникновения и стабилизации, а также способы предотвращения образования.

Ключевые слова: эмульсия, скважина, нефть.

1. Введение. Ежегодно наблюдается ухудшение структуры запасов нефти с увеличением доли высоковязких и тяжелых нефтей. Разработка месторождений с высоковязкими нефтями и водонефтяными зонами сопровождается осложнениями. Одним из осложнений в процессе добычи нефти является образование трудно разрушаемых водно-нефтяных эмульсий (ВНЭ), так называемого промежуточного слоя.

Промежуточным слоем (промслоем) принято назвать отдельную фазу, выделяемую при центрифугировании ВНЭ и занимающую промежуточное положение между нефтью и подтоварной водой. Его наличие фиксируется как в пробах из скважин фонда, так и в аппаратах установки подготовки нефти.

Образование стойкой ВНЭ на устье скважины влечет за собой экономические потери, связанные с ее балластовой перекачкой, а присутствие и накопление промслоя в аппаратах установки

подготовки нефти (УПН), резервуарах, приводит к срыву подготовки нефти до необходимой группы качества. Всё это ведёт за собой более серьёзные риски и экономические затраты на переподготовку.

Изучение природы промежуточного слоя и разработка методов предотвращения его образования позволит существенно увеличить объём товарной нефти, сократив экономические затраты, которые неслись за счёт утилизации некондиционной нефти. К тому же, позволит нам сократить затраты на очистку оборудования от накопленной ВНЭ.

2. факторы возникновения и стабилизации ВНЭ.

– химический состав нефти (содержание смол и асфальтенов, и их соотношение).

Известно, что смолы, асфальтены и парафиновые углеводороды являются основными стабилизаторами водонефтяных эмульсий, образуя структурированные слои на границе раздела фаз, обеспечивающие высокую стабилизацию эмульсий;

– высокая минерализация пластовой воды, в особенности хлорид-анионов, кальция, натрия;

– кислотные обработки, pH пластовой воды;

– механизированный способ добычи нефти;

– использование буровых растворов на нефтяной основе, содержащих эмульгаторы и/или стабилизаторы эмульсии;

– высокое содержание механических примесей, в особенности сульфида железа.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ), адсорбируясь на границе раздела фаз, снижают межфазное натяжение, а, следовательно, уменьшают свободную энергию системы и повышают ее устойчивость.

К эмульгаторам относят соединения, молекулы которых имеют дифильное строение. Они образуют на каплях дисперсной фазы адсорбционные оболочки с высокой структурной вязкостью, препятствующие коалесценции. Стабилизация эмульсий относится к динамическим процессам, которые определяются закономерностями конкурирующей адсорбции на каплях воды различных эмульгирующих веществ. В зависимости от природы эмульгатора водонефтяные эмульсии значительно отличаются по своей стабильности.

Парафиновые углеводороды и асфальтены играют главную роль в стабилизации промысловых эмульсий. Однако, в результате адсорбции молекулярных агрегатов асфальтенов на поверхности кристаллов парафинов, характер смачиваемости изменяется от полного нефте-смачивания до смешанного водо-нефте-смачивания. Кристаллы парафинов, покрытые асфальтенами, мигрируют к границам раздела нефть/вода и способствуют формированию прочных оболочек вокруг капель воды, тем самым повышая прочность и стабильность водонефтяных эмульсий.

3. Физико-химические свойства нефтяных эмульсий.

Основные физико-химические свойства нефтяных эмульсий:

– дисперсность;
– вязкость;
– плотность;
– электрические свойства;
– устойчивость (стабильность);

Среди всех свойств водонефтяных эмульсий, важнейшим свойством можно выделить дисперсность.

Дисперсность – это степень раздробленности дисперсной фазы в дисперсионной среде. От дисперсности напрямую зависят многие другие свойства эмульсий. Промысловые эмульсии никогда не бывают монодисперсны. Они всегда полидисперсны, т.е. содержат капли дисперсной фазы разных диаметров.

Знание вязкости необходимо при проектировании промысловых трубопроводов, по которым нефть со скважин перекачивается на установку ее подготовки, а также при выборе отстойной аппаратуры и режима ее работы. Вязкость нефтяной эмульсии не является аддитивным свойством, т.е. не равна сумме вязкости нефти и воды. Вязкость сырой нефти (т.е. нефти, содержащей капельки воды) зависит от многих факторов: количества воды, содержащейся в нефти; температуры, при которой получена эмульсия; присутствия механических примесей (особенно сульфида железа FeS) и pH воды. Причем, дисперсность и содержание воды в эмульсии в процессе сбора продукции непрерывно изменяются.

Обращение фаз водонефтяных эмульсий играет большую роль при транспортировке. Эмульсия типа В/Н транспортируется с гораздо более значительными энергетическими затратами, чем

эмульсия типа Н/В. В связи с этим, нам выгоднее, чтобы внешней фазой была именно вода, но при этом трубы обязательно должны быть защищены от коррозии. Помимо этого, этот приём используется в процессе подготовки нефти для лучшей очистки её от воды.

Плотность эмульсии определяют существующими методами, общепринятыми для жидкостей.

Электрические свойства эмульсии. Нефть и вода являются диэлектриками. Проводимость нефти $10^{-10} – 10^{-15}$ (Ом × см)$^{-1}$, воды $10^{-7} – 10^{-8}$ (Ом × см)$^{-1}$. Но не смотря на незначительное содержание в воде растворенных солейтили кислот, электропроводность может увеличиться в десятки раз. В связи с этим, электропроводность нефтяной эмульсии обуславливается не только количеством содержащейся в ней воды и степенью дисперсности, но и количеством кислот и солей, растворенных в воде.

Устойчивость является важным показателем дня водонефтяной эмульсии. Устойчивость характеризует способность водонефтяной эмульсии не разделяться на нефть и воду в течении определенного времени. Устойчивость дисперсной системы характеризуется постоянностью во времени её основных параметров: дисперсности и равновесного распределения дисперсной фазы в среде.

4. Способы предотвращения образования водонефтяных эмульсий. Водонефтяные эмульсии разрушаются при помощи:

– Гравитационного разделения;
– Термохимического и электрического воздействий;
– Центрифугирования;
– Фильтрации через пористую среду;
– Комплексирования методов.

Для предупреждения образования устойчивых водонефтяных эмульсий в скважинах необходимо правильно выбирать режим эксплуатации скважины и насосного оборудования исходя из условий наименьшего штудирования потока, а также необходимо использовать деэмульгаторы, которые будут подаваться на забой или в устье скважины. Данные мероприятия позволят обеспечить в необходимой степени разрушение водонефтяной эмульсии.

Наиболее целесообразно производить постоянную дозировку деэмульгатора с использованием дозирующих устройств по капиллярному кабелю (бронированной капиллярной трубке) или применять другие методы. В тех случаях, когда невозможно по технологическим причинам либо экономически нецелесообразно применение технологий, связанных с использованием деэмульгаторов и режимов их дозирования, должны производиться периодические промывки скважин горячей нефтью (горячей водой) с добавлением деэмульгатора.

В скважинах, где в подземном оборудовании используются насосно-компрессорные трубы (НКТ) с полимерными покрытиями, использование тепловых методов удаления недопустимо. Обработкам подлежат все добывающие скважины, в которых произошло образование эмульсии, вызвавшей снижение эксплуатационных параметров и уменьшение вязкости жидкости, что сказывается на дебите.

Эмульгатор обязан способствовать образованию прочной оболочки, которая будет препятствовать слиянию капель. Тонкая плёнка деэмульгаторов, хорошо смачиваемая водой, обволакивает механические примеси. Выделенные таким образом из нефти частицы механических примесей удаляются вместе с водой.

Деэмульгаторы должны обладать следующими свойствами:

– Способностью проникать на поверхность раздела фаз нефть – вода;
– Вызывать флоккуляцию и коалесценцию глобул воды;
– Хорошо смачивать поверхность механических примесей.

Выводы.

Предупреждение образования устойчивых водонефтяных эмульсий в скважинах позволит сократить экономические потери за счет снижения затрат на очистку оборудования от накопления ВНЭ. К тому же это позволит увеличить объём товарной нефти, за счет уменьшения утилизации некондиционной нефти.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей. ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в россии / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проек-

тировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Лядов Б.С. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Доку-

чаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

20. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

21. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

22. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

23. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

24. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

25. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

26. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

27. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

УДК 622

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЁМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ БОРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УЭВН)

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Сузин Кирилл Константинович
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Год за годом запасы легкоизвлекаемой нефти значительно сокращаются. При этом спрос на нефть только растёт. В связи с этим, приходится обращать внимание на трудноизвлекаемые запасы нефти. В этой статье рассматривается эффективность применения электротепловой обработки призабойной зоны пласта.

Ключевые слова: дебит, высоковязкая нефть, внутрискважинный нагреватель.

1. Введение. Одна из основных задач при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Повышение конечной нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличение темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет массового внедрения методов интенсификации добычи нефти.

2. Актуальность проблемы. Общеизвестно, что независимо от физико-геологических условий при разработке месторождений нефти с высокой вязкостью приходится сталкиваться с серьезными трудностями. В первую очередь, это быстрое обводнение добывающих скважин – за безводный период обычно добы-

вается лишь очень малая доля извлекаемых запасов нефти, большие объемы попутно добываемой воды. Высокая вязкость нефти создает низкое значение гидропроводности продуктивного пласта, что является причиной низких дебитов добывающих скважин и, как следствие, низких годовых темпов отбора запасов. Это отражается на сроках разработки месторождений и затратах на добычу и подготовку нефти.

Нефть пласта Б-2 Боровского месторождения характеризуется высокой вязкостью, равной 146,1 мПа·с.

Разработка таких месторождений невозможна без применения дополнительного воздействия на пласт теплоносителями, растворителями и другими реагентами, снижающими вязкость нефти.

С учетом особенностей геологического строения коллекторов, физико-химической характеристики насыщающих флюидов, а также режима работы залежей и скважин, для обеспечения рациональных темпов отбора продукции на месторождениях рекомендуется проведение электротепловой обработки призабойной зоны скважин.

Анализируя состояние сырьевой базы и перспективы развития нефтегазовой отрасли, нельзя не отметить, что к началу XXI века в силу объективных и субъективных причин в отрасли сложилась следующая ситуация:

– доля крупных месторождений, вовлекаемых в разработку, снизилась до 8–10 %, а 70–80 % всего добывающего фонда скважин приходится на старые месторождения, выработанность активных начальных извлекаемых запасов которых составила 54 %;

– доля трудноизвлекаемых запасов постоянно растет и уже достигла 55–60 % от общих запасов всех категорий;

– бездействующий и простаивающий фонд скважин возрос до 28–30 % от общего эксплуатационного фонда, а для некоторых предприятий с хорошо развитой инфраструктурой достиг уже 60–65 %. Проведение электротепловой обработки призабойной зоны пласта может существенно облегчить разработку месторождений с высоковязкой нефтью.

3. Эффективность. Эффективность электротепловых обработок обусловлена действием ряда факторов: повышение температуры пласта приводит к снижению вязкости нефти, уменьше-

нию межфазного натяжения и адсорбции активных компонентов нефти. Одновременно происходит очистка призабойной зоны от парафинистых и асфальто-смолистых отложений.

Электропрогрев ПЗП не сопровождается внесением в пласт теплоносителя – воды или пара, конденсата, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта.

Электрический прогрев состоит из процесса передачи электрического тока с целью получения тепла и увеличения температуры в околоскважинном пространстве. Существуют два вида внутрискважинных нагревателей: индуктивные нагреватели, производящие тепло в соответствии с законом Максвелла (электрическая энергия промышленной частоты преобразуется в электрическую энергию высокой частоты и возбуждает электромагнитное поле в скважине, которое поглощается металлом трубы, тем самым ее нагревает), и резистивные нагреватели, которые производят тепло в соответствии с эффектом Джоуля. В последнем случае, передача тепла осуществляется с помощью метода электропроводности (конвективный теплообмен), и для нагрева продуктивного пласта требуется длительный период времени.

Для достижения достаточного повышения температуры геологической формации, обычно требуются большие нагревательные мощности. На основании возникающей на основании этого большой амплитуды напряжения, индуктор должен иметь достаточную электрическую изоляцию относительно геологической формации.

Следовательно, электрическая изоляция индуктора ограничивает его нагревательную мощность максимальной нагревательной мощностью.

В качестве источника тепла как для кондуктивного (резистивного), так и для индукционного метода теплового воздействия наиболее широко используются глубинные электронагреватели. Можно порекомендовать применение резистивных электронагревателей.

В условиях разработки Боровского месторождения рекомендуется применение резистивных электронагревателей

В скважине в интервале пласта совместно с глубинно-насосным оборудованием устанавливается специальный электронагреватель, с помощью которого осуществляют прогрев пласта в

процессе эксплуатации непрерывно либо по режиму экономического обоснования эффективности технологического мероприятия.

В таблице 1 представлены исходные данные для проведения экономического обоснования технологического мероприятия. Сведения по добыче нефти по ЦДНГ и эксплуатационному объекту (ОЭ) до и после реализации мероприятия представлен в таблице 2 Расчет показателей экономического эффекта представлен в таблице 3.

Таблица 1 – Исходные данные для проведения экономического обоснования технологического мероприятия

№ п/п	Наименование статей затрат	Обозначение	Затраты	
			На годовой объем добычи, тыс. руб.	На 1 т., руб.
1	2	3	4	5
1	Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	Зэ	893319,1223	416
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Зи	755228,5266	352
3	Основная заработная плата производственных рабочих	Зо	155498,4326	72
4	Суммарные страховые взносы в ПФР, ФСС, ФОМС 30 % от ФОТ (Зо)	Нсоц	46650	22
5	Амортизация скважин	Аскв	875306,2696	408
6	Арендная плата за скважины	Апл	251575,2351	117
7	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Зст	1412694,984	659
8	Расходы по технологической подготовке нефти	Зтп	1006368,025	469
9	Расходы на подготовку и освоение производства	Зпо	193535,1097	90
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	Зсэ	2787931,975	1300
11	Основные производственные расходы (Зэ + Зи + Зо + Нсоц + Аскв + + Апл + Зст + Зтп + Зпо + Зсэ)	Зосн	8378107	3906

Окончание таблицы 1

1	2	3	4	5
12	Общецеховые расходы от Зосн	Зц	418905	195
13	Прочие производственные расходы от Зосн	Зпр	7540296	3515
14	Производственная себестоимость		0	
	а) производственная себестоимость валовой добычи нефти (Зосн + Зц + + Зпр)	Спр (вал)	18348054,79	7616
	б) производственная себестоимость товарной добычи нефти (Спр(вал) – Снп)	Спр (тов)	18164574,24	7531
	где Снп – себестоимость нефти, используемой на собственные нужды и теряемой в процессеподготовки и хранения от Спр(вал)	Снп	183480,5479	86
15	Коммерческие расходы от Зосн	Зк	41890,53605	20
16	Управленческие расходы от Зосн	Зу	670248,5768	312
17	Полная себестоимость товарной продукции (Спр (вал) + Зк + Зу)	Сп	5764680,47	7948

Таблица 2 – Сведения по добыче нефти по ЦДНГ и эксплуатационному объекту (ОЭ) до и после реализации мероприятия

№ п/п	Наименование статьи, единица измерения	ЦДНГ		ОЭ	
		Обозначение	Величина	Обозначение	Величина
1	2	3	4	5	6
1	Годовой объем добычи жидкости, тыс. т	Qж	9310,6	q ж	8,862
2	Годовой объем добОычи нефти до реализации мероприятия, тыс. т	Qн	2145	q н	5,731
3	Действующий фонд скважин, скв.	Ф	359	Фоб	4
4	Доля условно-постоянных расходов в полной себестоимости добычи нефти (по ЦДНГ)	α упр	0,27	_____	_____

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5	6
5	Годовой прирост добычи нефти на ОЭ в результате реализации технологического мероприятия, тыс. т	_____	_____	Δqн	0,2
6	Отпускная цена 1 т нефти, руб.	Цо (1 тн)	10730		

Таблица 3 – Расчет показателей себестоимости 1 т нефти на объекте до реализации мероприятия

№ п/п	Наименование статьи, единица измерения	Обозначение	Методика расчета	Значение до реализации мероприятия
1	2	3	4	5
1	Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	Зэ (об)	$\frac{Зэ * q_ж}{Qж * q_н}$	148
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	Зи (об)	$\frac{Зи * q_ж}{Qж * q_н}$	125
3	Основная заработная плата производственных рабочих	Зо (об)	$\frac{Зо * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	302
4	Суммарные страховые взносы в ПФР, ФСС, ФОМС	Нсоц (об)	$\frac{Нсоц * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	91
5	Амортизация скважин	Аскв (об)	$\frac{Аскв * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	1702
6	Арендная плата за скважины	Апл (об)	$\frac{Апл * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	489
7	Расходы по сбору и транспортировке нефти	Зст (об)	Зст (1т)	659
8	Расходы по технологической подготовке нефти	Зтп (об)	Зтп (1т)	469
9	Расходы на подготовку и освоение производства	Зпо (об)	$\frac{Зпо * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	376
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	Зсэ (об)	$\frac{Зсэ * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	1355

Окончание таблицы 2

1	2	3	4	5
11	Основные производственные расходы	Зосн (об)		5717
12	Общецеховые расходы	Зц (об)	$\frac{Зц * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	814
13	Прочие производственные расходы	Зпр (об)	Зпр (1 т)	3515
14	Производственная себестоимость			
	а) производственная себестоимость валовой добычи нефти (Зосн (об) + Зц (об) + + Зпр (об))	Спр(вал) (об)		10046
	б) производственная себестоимость товарной добычи нефти (Спр(вал) (об) – Снп (об))	Спр(тов) (об)		9690
	где Снп – себестоимость нефти, используемой на собственные нужды и теряемой в процессеподготовки и хранения	Снп (об)	$\frac{Снп * Ф_{об}}{Ф * q_н}$	357
15	Коммерческие расходы	Зк (об)	Зк (1т)	20
16	Управленческие расходы	Зу (об)	Зу (1т)	312
17	Полная себестоимость товарной продукции (Спр(тов) (об) + Зк (об) + Зу (об))	Сп (об)		10378

На рисунке 1. представлен расчет точки бесприбыльного оборота по объекту эксплуатации.

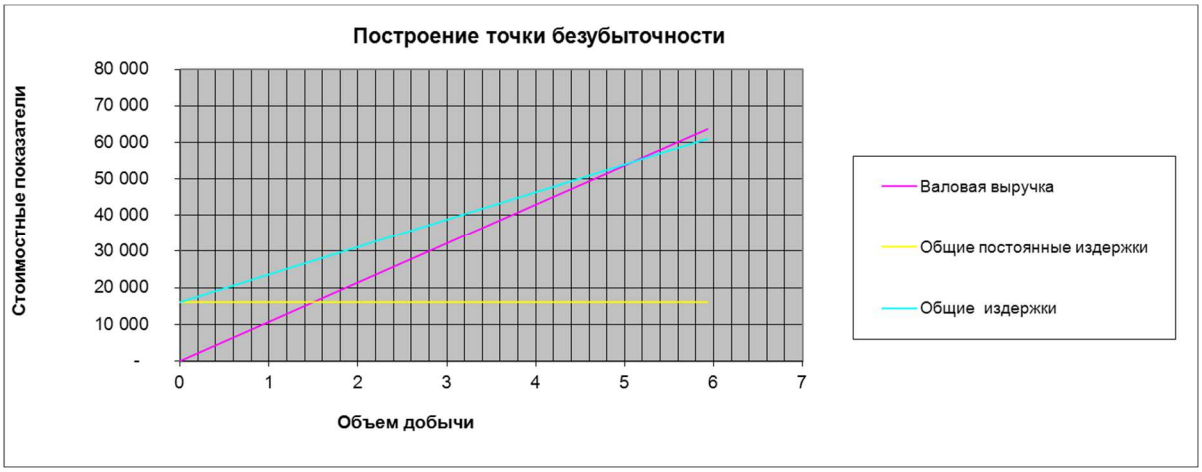

Рисунок 1 – Построение точки безубыточности

Выводы.

Реализация данного технического мероприятия позволяет повысить конечную нефтеотдачу разрабатываемых залежей и увеличить темп отбора нефти.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «Роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

2. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

3. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях. автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

4. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

5. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев,

Г.Г. Гилаев, З.Х. Моллаев, А.С. Повалихин, Р.Т. Еганьянц // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

6. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей. ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть» / В.И. Кудинов, Е.И. Богомольный, В.А. Шмелев, М.И. Дацик, В.М. Малюгин, В.В. Волкова, В.С. Колбиков // Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

7. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в россии / Г.Г. Гилаев, И.С. Афанасьев, В.А. Павлов, В.В. Саляев, Ф.С. Стрельцов, И.Г. Хамитов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

8. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев, О.В. Гладунов, А.Ф. Исмагилов, А.В. Гришагин, А.Н. Гуров // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

9. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади, Г.Г. Гилаев, А.Р. Гарушев, В.Г. Ишханов. – Краснодар, 2002.

10. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин, О.В. Гладунов, А.Э. Манасян, Г.Г. Гилаев, Т.Н. Абрамкина // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

11. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков, Г.Г. Ишбаев, Г.Г. Гилаев, Ф.Р. Яхшибеков, А.П. Чижов, А.П. Аверьянов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

12. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

13. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

14. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Исметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

15. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

16. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

17. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

18. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

19. Вареница А.В. Интенсификация добычи нефти на капитоновском нефтяном месторождении / А.В. Вареница // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 19–20.

20. Нагреватель месторождения / Д. Диль // Патент на изобретение RU 2673091 C1, 22.11.2018. Заявка № 2017121088 от 06.11.2015.

21. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г. Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

22. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

23. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

24. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

25. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

26. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Гилаев Г.Г., Сулейманов Р.И. // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

27. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

28. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

29. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 1. – С. 17–22.

УДК 622

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРОФОБИЗИРОВАННОГО ЭМУЛЬСИОННОГО КИСЛОТНОГО СОСТАВА (ГЭКС) ДЛЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru
Сыщенко Владислав Витальевич
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннотация. Данная технология позволяет увеличить эффективность кислотных обработок призабойной зоны пласта на нефтяных месторождениях со сложнопостроенными карбонатными коллекторами, путем использования гидрофобизированой кислотной эмульсии и активного кислотного состава при обработке призабойной зоны пласта за счет выравнивания фронта и увеличения глубины кислотного воздействия.
Ключевые слова: ГЭКС, карбонатные коллектора, кислотная обработка, ПЗП

1. Введение. Успех разработки месторождений зависит от производительности скважин в течение всего времени эксплуатации. Повышение продуктивности и снижение скин-эффекта достигается проведением кислотной обработки, основной принцип действия которой – растворение породы для образования техногенной сети микроканалов в призабойной зоне пласта (ПЗП), что позволяет поддерживать темпы отбора на запланированном уровне в течение продолжительного периода времени [5].

Эффективность кислотных обработок (КО) зависит в первую очередь от глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения в кислотном растворе коллектора. В процессе обработки призабойной зоны пласта чистой соляной кисло-

той максимальное ее воздействие на породу происходит в прискважииной зоне [4]. В удаленной же зоне пласта реакция кислоты с породой идет менее интенсивно ввиду потери части ее активности. В результате этого прискважинная зона будет обрабатываться более интенсивно с формированием максимального числа каналов растворения в ущерб интенсивности формирования последних в удаленной зоне пласта. Поэтому эффективность КО быстро снижается с ростом повторных обработок, проведённых на одной скважине. Отсюда очевидна необходимость торможения химического взаимодействия между кислотой и породой. Для этого на практике широко применяются так называемые «замедлители» и «отклонители» кислоты. Актуальность разработки таких технологий особенно возрастает в сложнопостроенных карбонатных коллекторах.

2. Методология. Для проведения успешной операции по обработке продуктивных залежей кислотными составами предлагается использовать две технологии, которые выбираются с учетом расположения карбонатных коллекторов разной проницаемости.

Высокопроницаемый пласт залегает выше низкопроницаемого.

Верхняя высокопроницаемая залежь является интервалом поглощения закачиваемого флюида, что не дает реагентам попадать в нижележащую залежь с значительно меньшей проницаемостью. Для этого случая последовательность этапов технологии и рабочие жидкости будут следующие:

1. Закачка через НКТ расчётного объема подобранного кислотного состава в скважину.
2. Закачка и продавка расчётного объема эмульсии «нефть в кислоте» в высокопроницаемый пласт.
3. Промывка с обеспечением циркуляции подобранного КС.
4. Закачка и продавка расчетного объема подобранного КС в низкопроницаемый пласт.
5. Вызов притока.

Такая последовательность этапов позволит изначально попасть кислотному составу преимущественно в удаленные зоны высокопроницаемого пласта, а нижний интервал остается не вовлечённым в процесс КО. Последующая закачка разработанной

эмульсии гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава закупоривает трещины, пустоты и червоточины в силу своей высокой вязкости, что позволит направлять подобранный кислотный состав в обход зоны поглощения. Прокачка подобранного кислотного состава вымывает эмульсию из ствола скважины путем циркуляции жидкости на забое и под давлением продавливается в низкопроницаемый пласт, который в предшествующих этапах не был охвачен воздействием. Последний этап представляет собой промывку скважины и вызов притока с извлечением блокирующей эмульсии и прореагировавшей кислоты с продуктами реакции из ПЗП. В результате возможно обработать два вскрытых продуктивных пласта значительно разной проницаемости без использования дополнительного оборудования.

Высокопроницаемый пласт залегает ниже низкопроницаемого.

В этом случае нижерасположенная высокопроницаемая залежь по-прежнему является интервалом поглощения закачиваемого флюида. Однако последовательность этапов иная:

1. Закачка через НКТ расчётного объема подобранного кислотного состава в высокопроницаемый пласт.
2. Закачка расчётного объема эмульсии «нефть в кислоте» в скважину.
3. Продавка кислотной эмульсии расчетным объемом подобранного КС в высокопроницаемый пласт.
4. Продавка расчетного объема подобранного КС в низкопроницаемый пласт.
5. Вызов притока.

Таким образом, предложены технологии интенсификации притока нефти из пластов со значительно отличающейся проницаемостью без использования пакерного оборудования. Основной эффект достигается путем использования активных жидкостей с различными реологическими свойствами и последовательностью их закачки.

3. Принцип действия ГЭКС. Кислотная обработка призабойной зоны пласта является одним из традиционных и общепринятых способов восстановления фильтрационно-ёмкостных свойств призабойной зоны пласта путем растворения породы и

последующего образования высокопроницаемых каналов (червоточин). В целях максимизации эффекта от обработки активная часть состава (кислота) должна быть перераспределена для равномерной обработки всех закольматированных зон, а весь состав после отработки должен быть легко извлекаем на этапе промывки и освоения после операции [6]. Цель применения гидрофобизированного эмульсионного кислотного состава заключается в оптимизации процесса отклонения кислоты в целевой интервал скважины, вскрывающей несколько пропластков со значимым отличием ФЕС, таким образом, чтобы КО одинаково эффективно воздействовала на все вскрытые продуктивные горизонты [1].

ГЭКС благодаря механизму самоотклонения блокирует проникновение раствора в трещины и пустоты, а также равномерно распределяется по незадействованным ранее в обработку зонам. В качестве гидрофобного ПАВ применяется «GF-15 MPS» поскольку является достаточно доступным гидрофобизатором как в России, так и в Иране. ПАВ после проведения кислотной обработки позволит избежать преждевременного обводнения интервала обработки за счет гидрофобной молекулярной пленки между поверхностью горной породы и КС. Для предлагаемой технологии возможно использовать любой ПАВ гидрофобизатор, главное подобрать его оптимальную концентрацию. Дизайн многостадийной КО выглядит следующим образом: ввод ГЭКС в качестве первой партии, а вторая партия может быть HCl, HCl + органические кислоты или HCl + пролонгатор (для карбонатных коллекторов).

Таким образом благодаря своей высокой вязкости ГЭКС блокирует пустоты, трещины и червоточины и выполняет роль химического пакера для закачки второй партии (активной части). Это позволяет кислотному составу распределяться по необработанным зонам и создавать новые червоточины.

Выводы.

Основной целью проведения КО является создание сети высокопроницаемых каналов в ПЗП путем растворения породы. Для достижения наиболее эффективной и оптимальной формы и размеров червоточин необходимо учитывать множество факторов.

Важный аспект, который необходимо учитывать – это

направление потока кислотного состава в ПЗП. Особенно важно это для скважин, вскрывающих несколько продуктивных горизонтов с различными сильно отличающимися ФЕС, где существует риск ухода КС в зоны поглощения, оставляя низкопроницаемые и наиболее загрязненные зоны необработанными [2].

Для увеличения глубины образующихся каналов после КО необходимо замедлять скорость реакции КС с породой, модифицировать КС таким образом, чтобы он сохранял кислотность как можно дольше. Соляная кислота обладает высокой растворяющей способностью, поэтому является наиболее распространенным реагентом при проведении ОПЗ в карбонатных коллекторах.

Существует две характеристики, которые ограничивают применение соляной кислоты:

1) скорость реакции;
2) коррозионная активность.

Один из рекомендуемых подходов – это использование эмульгированных КС. Технология применения эмульсированного КС для ОПЗ не только позволяет расширить глубину проникновения кислотного фронта в пласт, но и снизить коррозионную активность закачиваемой жидкости.

Благодаря высокой вязкости кислотные эмульсии также обладают высоким коэффициентом вытеснения по сравнению с чистыми растворами кислот, что снижает скорость реакции КС с породой, увеличивая длину образующихся червоточин в ПЗП. Для повышения эффективности КО и увеличения предела изменения продуктивности скважины по результатам ОПЗ в КС добавляют ПАВ и органические кислоты, что превращает КС в буферную систему отложенного действия, пролонгируя её эффект [3].

Таким образом, гидрофобизированный эмульсионный кислотный состав позволяет оптимизировать процесс отклонения кислоты в целевой интервал скважины, вскрывающей несколько пропластков со значимым отличием ФЕС, так, чтобы КО одинаково эффективно воздействовала на все вскрытые продуктивные горизонты.

Литература

1. Состав для кислотной обработки призабойной зоны пласта / Н.А. Останков, С.А. Козлов, В.А. Елесин, Р.Т. Латыпов, Г.Г.Гилаев, И.А. Маринин // Патент на изобретение RU 2641044 C1, 15.01.2018. Заявка № 2017100423 от 09.01.2017.

2. Гилаев Г.Г. Совершенствование оборудования для термокислотного импульсного воздействия / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 361–367.

3. Гилаев Г.Г. Перспективы применения кислотного геля для закачки проппанта в процессе проведения гидроразрыва карбонатных пластов на территории Самарской области / Г.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин, Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 8. – С. 54–57.

4. Гилаев Г.Г. Оборудование для термокислотного импульсирования / Г.Г. Гилаев, Р.И. Сулейманов // В сборнике: Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020. Сборник трудов международной научно-технической конференции. – 2020. – С. 341–345.

5. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений Самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

6. Гилаев Г.Г. Развитие теории и практики добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов на сложнопостроенных месторождениях : автореф. дис. … на соиск. уч. ст. д-ра техн. наук / Г.Г. Гилаев; Тюменский государственный нефтегазовый университет. – Тюмень, 2004.

8. Гилаев Г.Г. Внедрение новых технологий повышения эффективности работы скважин на месторождениях ОАО «НК «роснефть» – Краснодарнефтегаз» / Г.Г. Гилаев, В.В. Горбунов, О.П. Гень // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 8. – С. 86–89.

9. Гилаев Г.Г. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

10. Гилаев Г.Г. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 6–9.

11. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г.Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 62–66.

12. Гилаев Г.Г. Система бюджетирования на предприятии как инструмент управления / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 10. – С. 16–18.

12. Близнюков В.Ю. Вопросы эксплуатации пескопроявляющих пластов. Влияние пластового давления на вынос песка из коллектора при эксплуатации добывающих скважин / В.Ю. Близнюков [и др.] // Инженер-нефтяник. – 2010. – № 1. – С. 11–22.

13. Кудинов В.И. Новые технологические процессы разработки залежей высоковязких нефтей / В.И. Кудинов [и др.]; ОАО «Удмуртнефть, ОАО «РосНИПИтермнефть». Сборник докладов I Международной конференции, пос. Шепси, Краснодарский край, 16–20 июня 1997 г.

14. Гилаев Г.Г. Мониторинг качества проектных решений и оптимизации проектируемых сооружений объектов капитального строительства в нефтяной отрасли / Г.Г. Гилаев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 8. – С. 94–97.

15. Антониади Д.Г. Толковый словарь по термическим методам воздействия на нефтяные пласты / Д.Г. Антониади [и др.]. – Краснодар, 2002.

16. Гришагин А.В. О необходимости повышения роли научных исследований и качественного информационного обеспечения при проектировании разработки и наземного обустройства месторождений / А.В. Гришагин [и др.] // Экспозиция Нефть Газ. – 2018. – № 4(64). – С. 45–50.

17. Поляков В.Н. Опыт и результаты системного совершенствования традиционных технологий строительства нефтяных и газовых скважин / В.Н. Поляков [и др.] // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2018. – № 12. – С. 13–18.

18. Способ рекультивации земель, занятых шламовыми амбарами / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, В.А. Яшков, С.А. Козлов, А.С. Нечаев, А.Ф. Исмагилов, Э.О. Тимашев, С.П. Кулешов, В.А. Докичев, Р.И. Алимбеков, Р.Н. Бахтизин, С.Н. Греков, Д.Р. Латыпова // Патент на изобретение RU 2564839 C1, 10.10.2015. Заявка № 2014111363/13 от 25.03.2014.

19. Устройство для закачки жидкости / Г.Г. Гилаев, Р.М. Тухтеев, М.Я. Хабибуллин, Р.А. Ибраев // Патент на изобретение RU 2241825 C2, 10.12.2004. Заявка № 2003104370/03 от 13.02.2003.

20. Способ изоляции интервала негерметичности обсадной колонны в скважине / Т.В. Хисметов, Г.Г. Гилаев, К.Э. Джалалов, Р.А. Хасаев // Патент на изобретение RU 2254443 C1, 20.06.2005. Заявка № 2004126020/03 от 26.08.2004.

21. Многослойная тепловая изоляция / Д.Г. Антониади, А.Е. Власюк, В.Н. Волонтырец, Г.Г. Гилаев, М.В. Кузнецов, М.Д. Паливода // Патент на изобретение RU 2249755 C2, 10.04.2005. Заявка № 2002117208/06 от 27.06.2002.

22. Способ обработки нагнетательных скважин / Б.С. Лядов, А.Т. Кошелев, Г.Г. Гилаев // Патент на изобретение RU 2131022 C1, 27.05.1999. Заявка № 98100577/03 от 13.01.1998.

23. Сепарационная установка / Г.Г. Гилаев, И.Н. Пупченко, С.А. Козлов, К.Л. Пашкевич, Д.А. Кузьмин, А.С. Нечаев, Г.К. Борисов // Патент на полезную модель RU 156255 U1, 10.11.2015. Заявка № 2015118787/05 от 19.05.2015.

24. Установка для подготовки попутного нефтяного газа к транспортировке трубопроводным транспортом / Г.Г. Гилаев, С.Е. Матяш, Р.Ш. Файзуллин, Ф.А. Бочков, В.И. Никишов, А.П. Сметанников, Т.Г. Шевелев, Р.Ф. Исламов, И.Н. Кабак, М.А. Гулянский, С.В. Потехин, Е.Г. Крашенинников, Н.Л. Докучаев, А.А. Котенко, Е.С. Еремин // Патент на полезную модель RU 118564 U1, 27.07.2012. Заявка № 2012104569/05 от 06.02.2012.

25. Гилаев Г.Г. Гидроразрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2020.

26. Гилаев Г.Г. Диагностирование глубинно-насосных скважин динамометрированием / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Ижевск, 2008.

27. Гилаев Г.Г. Разработка нефтяных месторождений самарской области: от практики к стратегии / Г.Г. Гилаев [и др.]. – Самара, 2014.

УДК 622.276

МЕТОД АКТИВИЗАЦИИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Контарев А.А
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук; Институт нефти, газа и энергетики.
Рогов Е.А.
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.

Аннонация. В статье рассматриваются варианты извлечения нефти из линзовидных коллекторов.
Ключевые слова: нефть, нефтенасыщенная линза, коллектор, анизотропия проницаемости.

По мере ввода в разработку месторождений Восточной Сибири, на шельфе северных морей, возрастает актуальность проблема вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. Немалая доля в трудноизвлекаемых запасах принадлежит залежам нефти с линзовидными коллекторами. Они имеют место во всех нефтедобывающих регионах [1–3].

С другой стороны, проблемам разработки линзовидных коллекторов уделяет внимание считанное количество публикаций [4–6]. При этом большинство исследований основывается на предположении, что линзы характеризуются непроницаемыми внешними границами. Считается, что если в линзу попадает одна добывающая скважина, то извлекаемое количество нефти из нее исчисляется исчезающее малой величиной. Это связано с тем, что запас упругой энергии любой замкнутой линзы невелик. При вскрытии линзы двумя и большим числом скважин появляется возможность для организации добычи нефти за счет ее заводнения.

Вследствие сказанного, отсутствует большой смысл в исследовании фильтрационных процессов при добыче нефти из

изолированной линзы при упругом режиме. Что касается процессов вытеснения нефти водой в линзе, то они заслуживают внимания по причине практической их значимости.

Для простоты исследований далее делаются следующие допущения: нефтенасыщенная линза является круговой и однородной по коллекторским свойствам; внешняя граница считается непроницаемой; нефтенасыщенную линзу вскрывают две вертикальные скважины. Одна из них – добывающая, другая – нагнетательная. Количество заслуживающих внимания для исследования вариантов является значительным. Их количество предопределяется различием во взаимном расположении добывающих и нагнетательных скважин, отличием в коллекторских свойствах, анизотропией фильтрационных свойств, а также размерами линзы. Все эти факторы оказывают влияние на показатели разработки залежи с линзовидными коллекторами.

Для определенности, как сказано, во всех вариантах единичная линза представляется в виде круговой. Толщина пласта и коэффициент пористости в исследованных вариантах также одинаковы и равны 20 м и 0,2 соответственно. Коэффициент нефтенасыщенности линзы составляет 0,8. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности равняется 0,15. Начальное пластовое давление равняется 250 ат, давление насыщения нефти газом составляет 150 ат. Вязкость нефти и воды в пластовых условиях – 1 спз и 0,5 СПЗ соответственно, газосодержание нефти – 172 $м^3$/т, объемный коэффициент нефти – 1,4. При таких исходных данных исследованию подвергнуты следующие варианты разработки.

В вариантах 1–3 исследуется влияние взаимного размещения добывающей и нагнетательной скважин внутри линзы. Это связано с тем, что на практике линзы выявляются в процессе разбуривания залежи, поэтому взаимное расположение скважин оказывается не таким как хочется, а таким как получается. В данных вариантах нефтенасыщенная линза характеризуется диаметром 500 м, абсолютной проницаемостью – 500 мд.

В варианте 1 скважины расположены «оптимально» – симметрично относительно центра линзы у противоположных ее краев. Характерное расстояние d между скважинами (рис. 1) равняется 460 м.

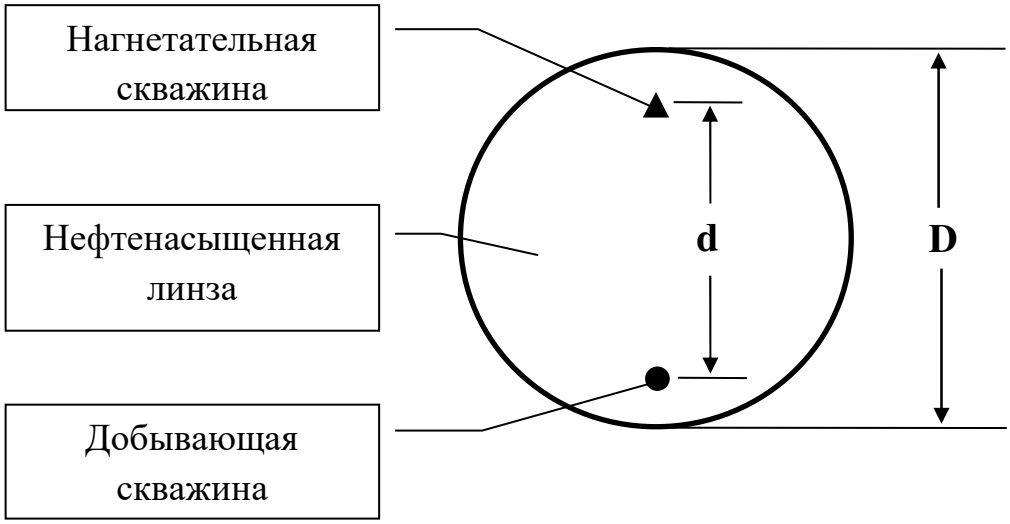

Рисунок 1 – Расчетная схема заводнения нефтенасыщенной линзы

В варианте 2 скважины, здесь и далее в силу случайности, расположены «неоптимально». И нагнетательная и добывающая скважины находятся рядом с центром линзы. Расстояние d между скважинами равняется 60 м.

В варианте 3 скважины также «неоптимально» размещаются друг относительно друга. Скважины находятся у края линзы. Расстояние от добывающей скважины до края линзы составляет 20 м. Расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами равняется 60 м.

Также было исследовано влияние абсолютной проницаемости, анизотропии, линейных размеров круговой линзы, режимов работы добывающей и нагнетательной скважин на показатели разработки.

Варианты 4–6 призваны исследовать влияние анизотропии проницаемости на показатели разработки круговой линзы. Проницаемость линзы в направлении оси Ох Кх составляет 50 мд, проницаемость Ку равна 500 мд ($К_x$ / $К_y$ = 1 / 10). Расположение скважин схоже с расположением скважин соответственно в вариантах 1–3, с тем отличием, что ось, соединяющая скважины в вариантах 4–6 повернута на 45 градусов по часовой стрелке (рис. 2).

Во всех вариантах добывающая скважина эксплуатируется при забойном давлении 15 МПа, в нагнетательной оно поддерживается 25 МПа. Прогнозные расчеты заканчиваются при достижении обводненности добываемой продукции 98 %, или срока разработки 75 лет. Расчеты численно выполнялись в 3D двухфазной постановке.

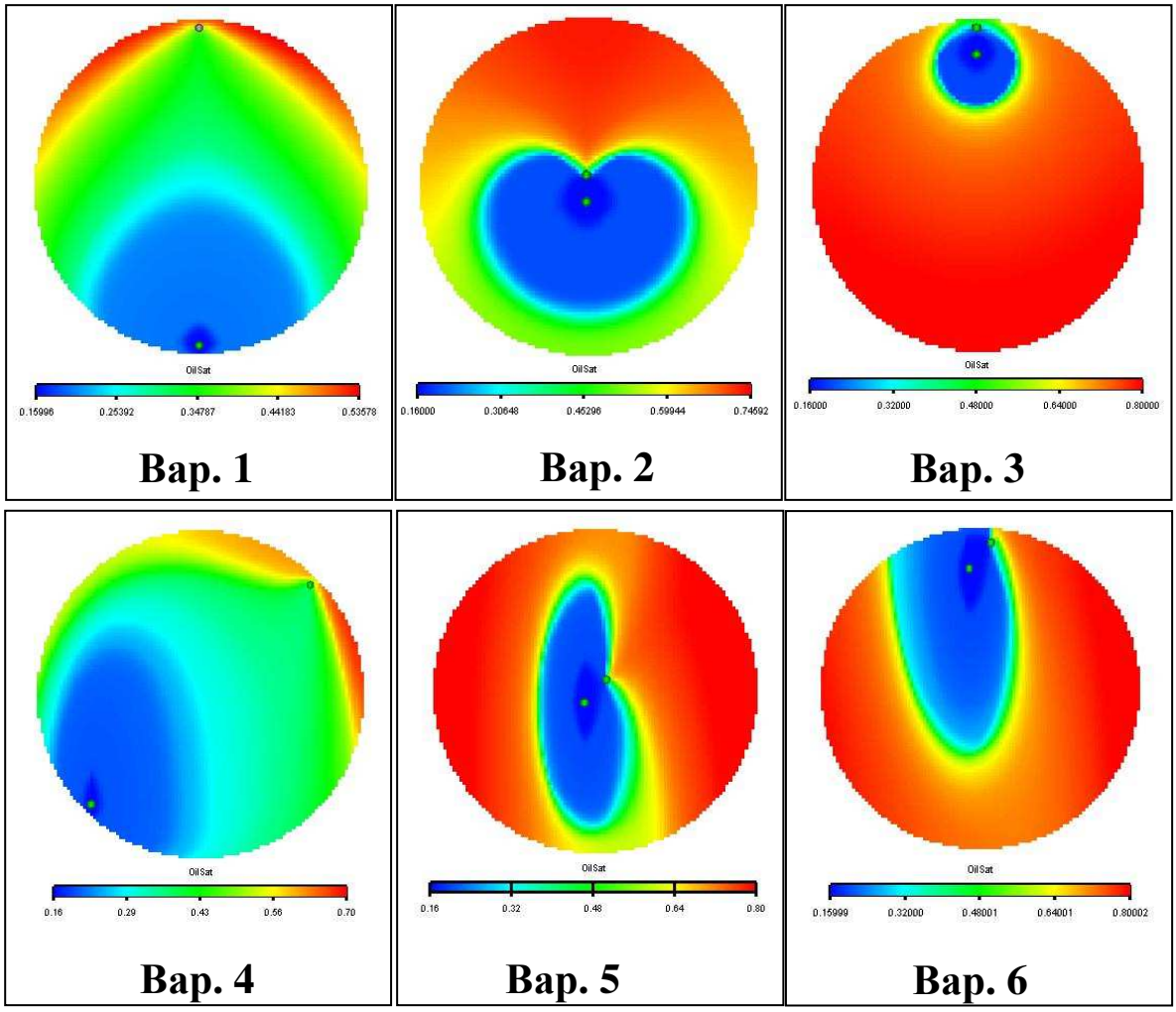

Рисунок 2 – Конечное распределение нефтенасыщенности в линзе (варианты 1–3, 4–6)

Результаты представлены на рисунках 2–4, они говорят о следующих характерных моментах.

Начальные дебиты добывающей скважины по нефти превышают 200 т/сут. Однако в вариантах 2 и 3 они быстро снижаются. Скорый прорыв закачиваемой воды от нагнетательной скважины предопределяет высокую обводненность добываемой продукции и как следствие – низкие дебиты по нефти. Первый вариант характеризуется наличием начального безводного периода добычи нефти. В дальнейшем, с ростом обводненности, дебит нефти снижается, и разработка завершается к концу пятого года. В варианте 2 период разработки растягивается на 27 лет. При этом с первых лет добывающая скважина эксплуатируется с обводненностью более 90 %.

Динамика накопленных объемов добытой нефти приводится на (рис. 3). Из рисунка видно, что в первом варианте за пять лет накопленная добыча нефти составляет 275 тыс. т. Тогда как в варианте 2 накопленная добыча нефти составляет 275 тыс. т.к. концу 27 года разработки. В варианте 3 добыча нефти не достигает и 80 тыс. т, а разработка завершается уже к 14 году.

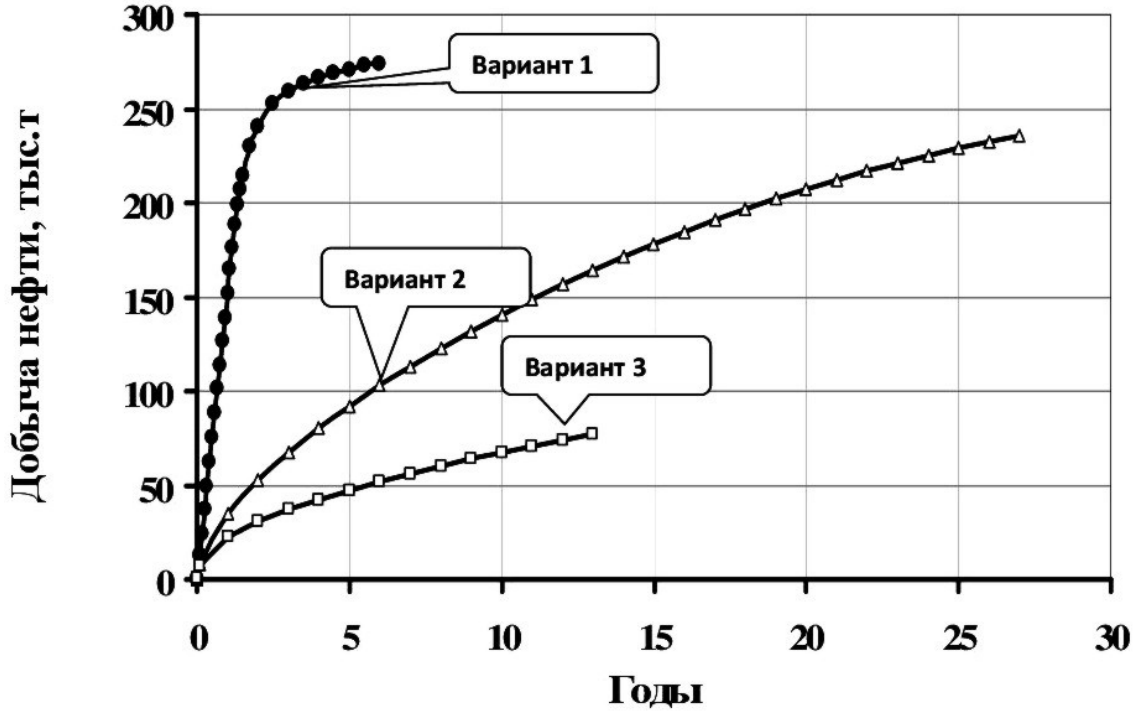

Рисунок 3 – Динамики накопленной добычи нефти в вариантах 1–3

Эти данные дают возможность отметить следующие особенности. Местоположения добывающей и нагнетательной скважин друг относительно друга и по отношению к границам линзы оказывают значительное влияние на показатели разработки. Так, в вариантах 1–3 конечный КИН изменяется от 73 % до 21 %. Кратно различаются сроки разработки – от 5 до 27 лет, а также накопленные объемы попутно добываемой воды – от 750 тыс. м^3 (в варианте 1) до 2300 тыс. м^3 (в 3 варианте), и почти такое же количество во 2 варианте.

Анизотропия коллекторских свойств значимо сказывается на всех показателях разработки. На рисунке 4 показана динамика дебитов добывающей скважины по нефти соответственно в вариантах 4–6. Видно, что анизотропия пласта сказывается на сроках

разработки, начальных и текущих дебитах скважины по нефти, соответственно и на других показателях разработки.

Наибольший коэффициент извлечения нефти (73 %) присущ варианту 4, наименьший – варианту 6 (13 %).

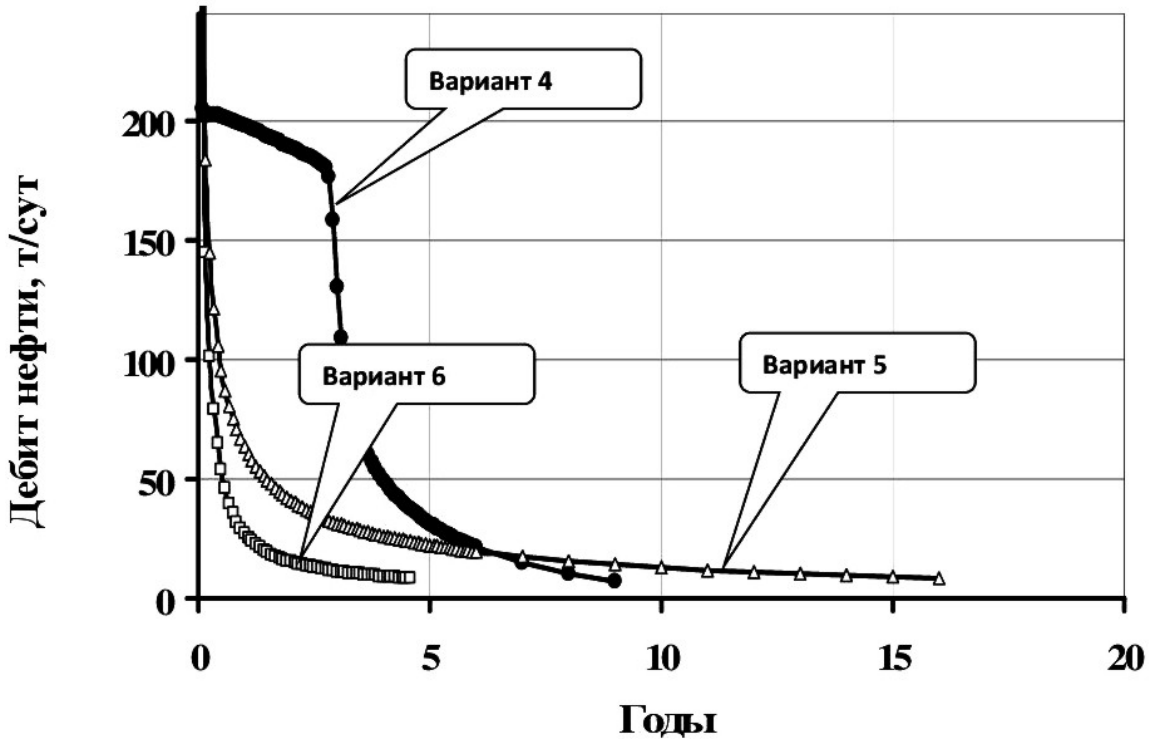

Рисунок 4 – Зависимость от времени дебита нефти в вариантах 4–6

Заключение. Применительно к единичной изолированной линзе 3D компьютерное моделирование позволило выявить наиболее значимые факторы, оказывающие влияние на показатели добычи нефти из изолированной линзы. В порядке значимости эти факторы располагаются в следующей последовательности: размещение скважин друг относительно к другу и относительно внешней границы; анизотропия коллекторских свойств; коллекторские свойства и размеры линзы. В зависимости от этих факторов КИН, сроки разработки, водонефтяной фактор могут различаться кратно.

Литература

1. Реализация проектных решений с учетом особенностей геологического строения разрабатываемых месторождений /

В.В. Гузеев, М.Р. Садыков, М.Ф. Пустовалов, М.Ф. Печерник, В.И. Криволапов // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 6. – С. 26–31.

2. Варламов С.Н. Линзовидная модель строения горизонтов БВ8, БВ10 Самотлорского месторождения / С.Н. Варламов, Г.Д. Ухлова, К.К. Галлямов // Сб. трудов Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Т 2. Изд. дом «ИздатНаукаСервис». – Ханты-Мансийск, 2005. – С. 186–196.

3. Стратегия выработки запасов нефти, сосредоточенных в застойных областях месторождений, находящихся в заключительной стадии разработки / М.Ш. Каюмов, М.М. Салихов, И.В. Владимиров, О.О. Буторин, Р.С. Хисамов // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 8. – С. 10–16.

4. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров [и др.]. – М. : Недра, 1983. – 455 с.

5. Закиров С.Н. Выработка запасов нефти в линзовидных коллекторах / С.Н. Закиров, А.А. Контарев // Доклады РАН. – 2007. – Т. 413. – Вып. 1. – С. 68–70.

6. Лысенко В.Д. Проблемы эффективности разработки нефтяных месторождений / В.Д. Лысенко // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 1. – С. 4–9.

УДК 622.276.6

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ СОСТАВОВ, ПРИМЕНЯЮЩИХСЯ ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН В СЛАБОСЦЕМЕНТИРОВАННЫХ ПОРОДАХ

Сафонова Екатерина Андреевна
Кубанский Государственный Технологический Университет; Институт нефти, газа и энергетики, Краснодар, Россия.
Гилаев Гани Гайсанович
Кубанский государственный технологический университет, доктор технических наук, профессор, профессор кафедры нефтегазового дела имени профессора Г.Т. Вартумяна; Институт нефти, газа и энергетики. E-mail: gggilaev@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматривается проблема ограничения дебита на месторождениях, связанная с выносом песка в скважину в следствии наличия слабосцементированных пород-коллекторов. Рассмотрены существующие составы для ограничения выноса песка в скважину, а также указаны главные преимущества и недостатки применяемого метода.

Ключевые слова: пескопроявление, технологический состав, порода, коллектор, крепление ПЗС, скважина.

Все большая часть месторождений только введенных в разработку или же находящиеся на стадии завершающейся разработки подвержены проблемам, связанные с пескопроявлениями.

Увеличение песка в продукции негативно влияет прежде всего на внутрискважинное оборудование, а также свидетельствует о скором образовании песчаных пробок в НКТ.

Для снижения песка в скважине необходимо провести операции по промывке песчаной пробки и крепление призабойной зоны скважины, либо установку противопесчаного фильтра.

С развитием технологий все чаще стали применять составы на полимерной основе, составы на основе СФЖ, пеноцементов и др.

В отличие от противопесчанных фильтров, которые сложны по конструкции и технологии установки, составы для крепления ПЗС служат дольше и технология закачки у них проще.

Однако технологию крепления составами нельзя назвать идеальной по ряду следующих причин:

1. Каждое месторождение уникально. Один и тот же состав не подходит для всех месторождений. Эффективность применения технологии можно определить на основе данных, полученных в результате лабораторных исследований керна, на котором была применена данная технология.

2. Сложность приготовления состава. Для некоторых составов требуются специальные установки для приготовления и подготовки вещества к работе.

3. Дороговизна.

4. Низкая эффективность, колеблющаяся в среднем около 50–60 %. Это связано с ослаблением к требованиям по выбору скважин и подходящих к ним составом, а также зависимостью качества крепления от множества факторов, влияющих на этот процесс.

5. Недостаточное количество мероприятий, связанных с глушением скважины (для сохранения коллекторских свойств продуктивного пласта) и промывкой скважины после проведения операции.

Также стоит отметить, что используемые составы не позволяют решить проблему полностью, а лишь на время ограничивают вынос песка из пласта. В среднем эффект от крепления призабойной зоны скважины длится от 5 до 10 лет. В последующем необходимо провести повторную операцию по креплению призабойной зоны.

В настоящее время разработано большое количество составов с разными составляющими, а также с различными механизмами действия и эффектом. Из-за стремительного роста интереса в данном направлении новые составы остаются малоизученными в лабораторных условиях и предсказать их эффект остается маловозможным.

Необходимо в дальнейшем развивать направление в области крепления призабойной зоны составами, а также производить ряд

опытов, подтверждающих эффективность применяемых составов, дабы избежать возможность неправильного подбора к тому или иному объекту исследования.

Подведя итоги, можно выделить следующие направления развития работ в области крепления призабойной зоны:

1. Создание составов для консолидации слабосцементированных пород;
2. Создание составов на основе вспененных полимеров;
3. Создание составов на основе эмульсионных растворов;
4. Создание проницаемых составов для заполнения каверн и заколонного пространства в интервале продуктивного пласта;
5. Создание термостойких составов для крепления призабойной зоны паронагнетательных скважин;
6. И многие другие.

Создание таких технологий позволит увеличить межремонтный период и обеспечить значительное повышение продуктивности скважин.

Литература

1. Гилаев Г.Г. Состояние и развитие работ в области крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин / Г.Г. Гилаев // ОАО «РосНИПИтермнефть». – Краснодар, 2000.

2. Обоснование и разработка составов технологических жидкостей для укрепления призабойной зоны пласта при освоении и ремонте газовых скважин : учеб. пособие / Е.Ю. Кукулинская, – Ставрополь, 2018.

3. Рябоконь С.А. Влияние качества строительства скважин на возникновение осложнений при эксплуатации и ремонте / С.А. Рябоконь [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ. – 1991. – С. 55.

4. Гилаев Г.Г. Изучение трещиноватости горных пород / Г.Г. Гилаев, А.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин. – Краснодар, 2021.

5. Гилаев Г.Г. Методы борьбы с пескопроявлениями в эксплуатационных скважинах / Г.Г. Гилаев, А.Г. Гилаев, М.Я. Хабибуллин. – Краснодар, 2021.

6. Близнюков В.Ю. Анализ нарушений эксплуатационных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пла-

стов с анамально высокими пластовыми давлениями / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев // Научная статья. – 2010.

7. Близнюков В.Ю. Пескопроявление в добывающих скважинах и нарушение обсадных колонн. Оценка закономерностей распределения пластовых, поровых давлений по разрезу скважин сладковско-морозовской группы месторождений / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев // Обзорная статья. – 2010.

8. Близнюков В.Ю. Основные причины и методы предупреждения нарушения обсадных колонн при разработке пескопроявляющих продуктивных пластов / В.Ю. Близнюков, А.Г. Гилаев, Г.Г. Гилаев // Научная статья. – 2010.

9. Бурштейн М.А. Анализ динамики и причины пескований горизонтальных скважин пласта А4-8 Федоровского месторождения / М.А. Бурштейн, Г.Г. Гилаев, А.Т. Кошелев // Научная статья. – 2003.

Научное издание

ТЕХНИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Материалы двенадцатой Международной научной конференции

«ТТС-21»

(25–27 ноября 2021 года)

Статьи публикуются в авторской редакции

Технический редактор – А.С. Семенов
Компьютерная верстка – М.Б. Жаренко
Дизайн обложки – О.Я. Фоменко

Подписано в печать 01.12.2021
Бумага «Снегурочка»
Печ. л. 21,5
Усл. печ. л. 20,0
Уч.-изд. л. 18,0

Формат 60×84 $^{1}/_{16}$
Печать трафаретная
Изд. № 1212
Тираж 70 экз.
Заказ № 2320

ООО «Издательский Дом – Юг»
350010, г. Краснодар, ул. Зиповская 9, литер «Г», оф. 41/3
тел. +7(918) 41-50-571

e-mail: id.yug2016@gmail.com Сайт: http://id-yug.com