№4 (97) июнь 2023

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК
ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Автоматизированный выбор ГС
для проведения ГТМ

Глушение газовых скважин
в условиях ачимовских коллекторов

ГЕОЛОГИЯ

Анализ
коэффициентов корреляции структурных планов

ТЕХНОЛОГИИ

Мониторинг
и диагностирование электрических машин

Герметизация
проходов трубопроводов

Азотные
компрессорные станции ТГА

ТРАНСКОР

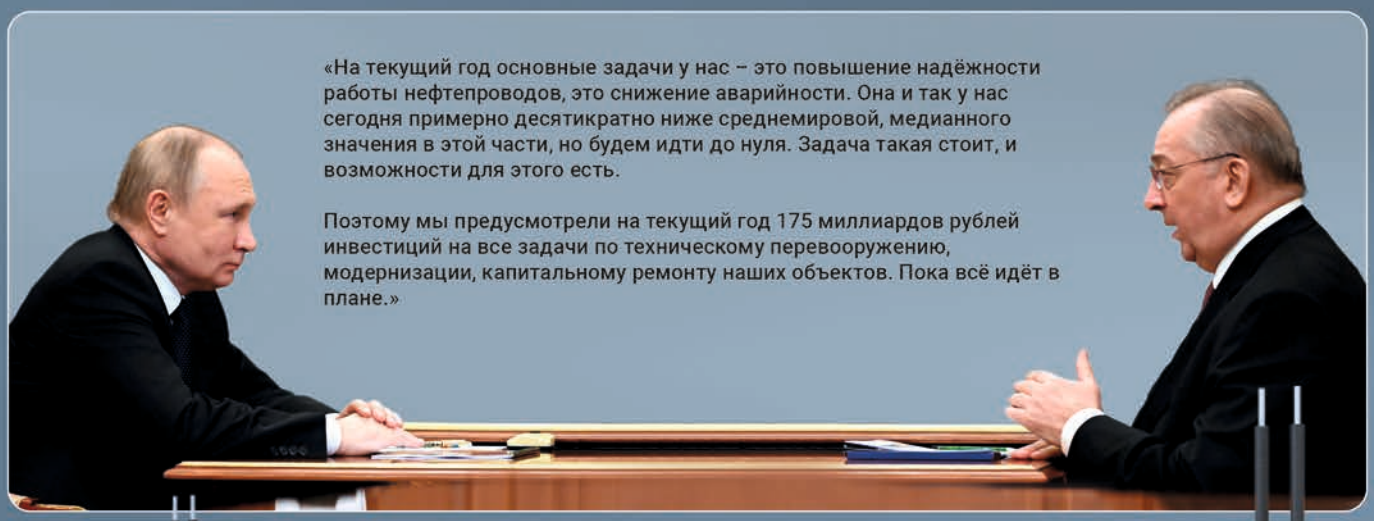
МТМ – ГАРАНТИЯ БЕЗОПАСНОСТИ
ваших трубопроводов

transkorworld.com

30 ЛЕТ

ТРАНСНЕФТЬ

Крупнейшая в мире трубопроводная компания в области транспортировки нефти и нефтепродуктов



«На текущий год основные задачи у нас – это повышение надёжности работы нефтепроводов, это снижение аварийности. Она и так у нас сегодня примерно десятикратно ниже среднемировой, медианного значения в этой части, но будем идти до нуля. Задача такая стоит, и возможности для этого есть.

Поэтому мы предусмотрели на текущий год 175 миллиардов рублей инвестиций на все задачи по техническому перевооружению, модернизации, капитальному ремонту наших объектов. Пока всё идёт в плане.»

Более **67 000 км** *совокупная длина всех трубопроводов компании*

STEELCONTOUR
КОМПЕНСАТОРЫ

СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

Проектируем
Изготавливаем
Поставляем

steelcontour.com

30%

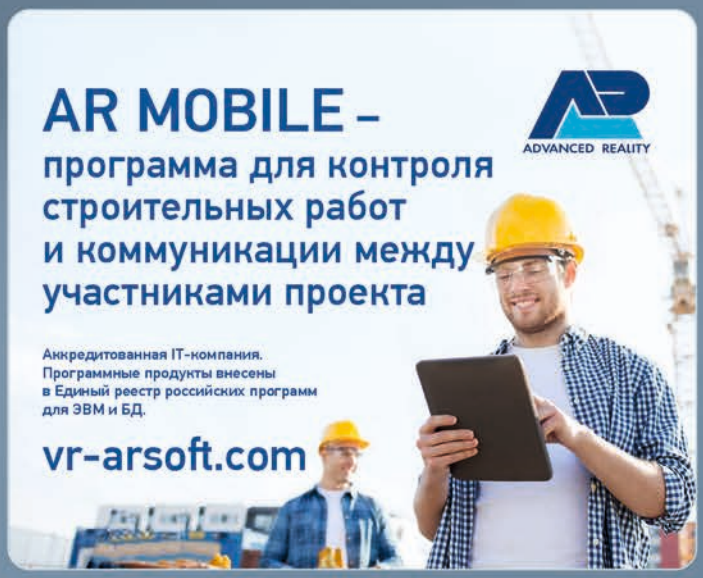
От общего объема транспортировки нефтепродуктов, произведенных в РФ

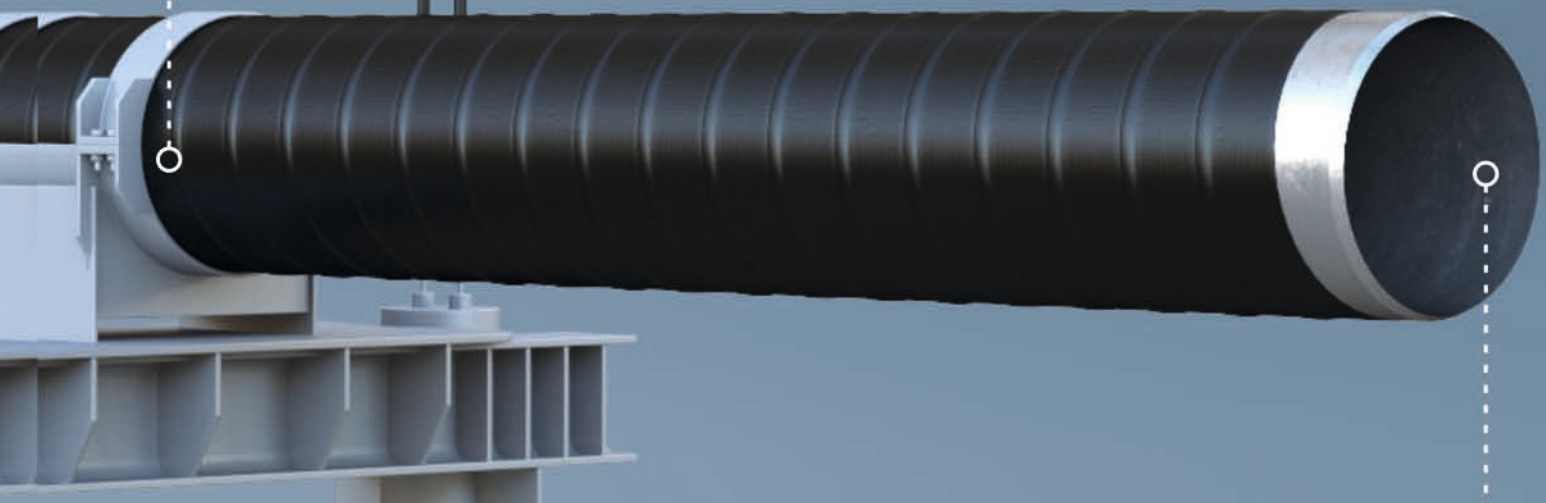
ДВИГАЯ НЕФТЬ, ДВИГАЕМ ПРОГРЕСС

4700 км

ВСТО Опережает рекорд в книге Гиннесса

Восточная Сибирь — Тихий океан (ВСТО) считается самым протяженным в мире нефтепроводом, входящим в одну трубопроводную систему и опережает занесенный в Книгу рекордов Гиннесса нефтепровод Эдмонтон — Чикаго — Монреаль протяженностью 3787 км.





от 530 до 1220 мм

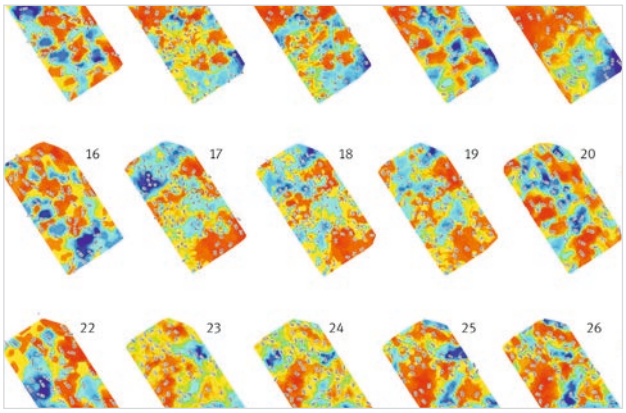
Диаметр труб «Транснефти»

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Анисимова Л.З. Анализ статистических значений между структурными поверхностями на тестовом участке с целью увеличения достоверности ГРР

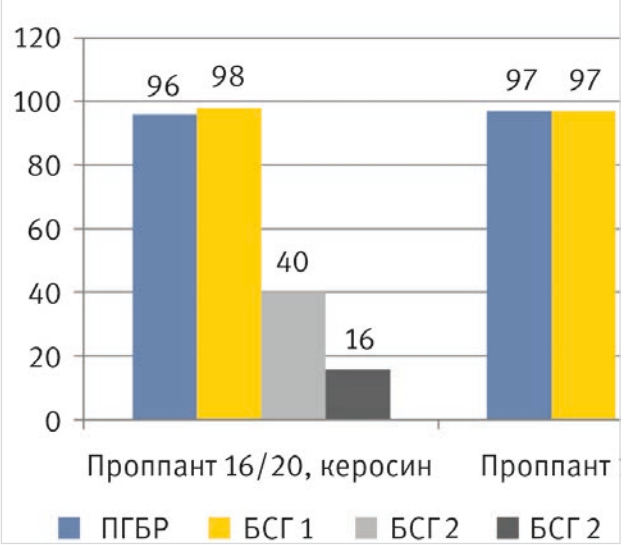


15 Группа компаний «ТЕХПОЛИМЕР»: Применение технологии «БлокТех» на объектах нефтегазовой отрасли

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

16 Никулин В.Ю. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 2. Обоснование применения блокирующих составов



22 Синицына Т.И. Методика автоматизированного выбора горизонтальных скважин для проведения повторного избирательного многостадийного гидроразрыва

28 ООО «НПФ «Модуль»: Клапан для опрессовки технологических НКТ в процессе проведения РИР (КО-114)

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (97) Июнь 2023

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (495) 414-34-88

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 06-23/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 19.06.2023
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:
в Российский индекс научного цитирования (РИНЦ),
в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.
На сайте Научной электронной библиотеки eLIBRARY.RU доступны полные тексты статей.

АО «ЕМ - РАЗВЕДКА»

Новосибирск ,
Октябрьская магистраль 4 ,
оф. 1207

ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным 3D3СБ-исследованиям

В практику нефтепоисковых работ в Западной и Восточной Сибири внедрена

новая технология наземной площадной электроразведки для увеличения достоверности прогноза НГ коллекторов. Обеспечен выход на новый технологический уровень оценки типа флюидонасыщения.

Прецизионность в 3D-3СБ®

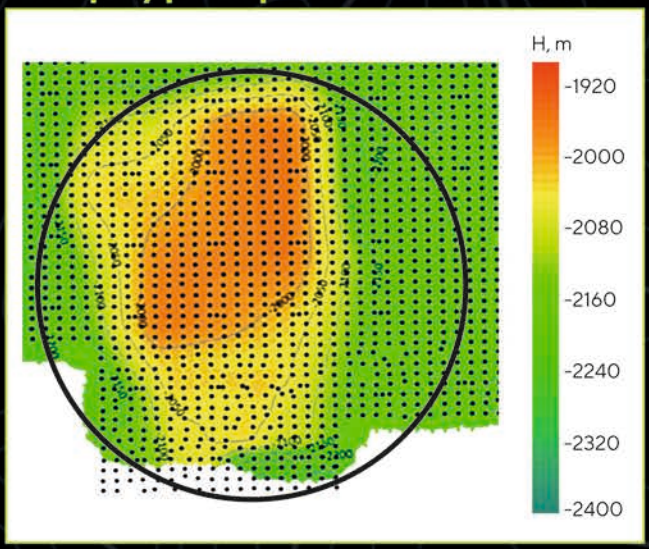
достигается подавлением влияния геологических помех путем приведения в соответствие экспериментальных Ee(x, y, t) и теоретических Es(x, y, t) значений отклика среды одновременно более чем для 50 Wi-Fi терминалов. Реконструкция объемного распределения сопротивления среды выполняется путем минимизации функционала

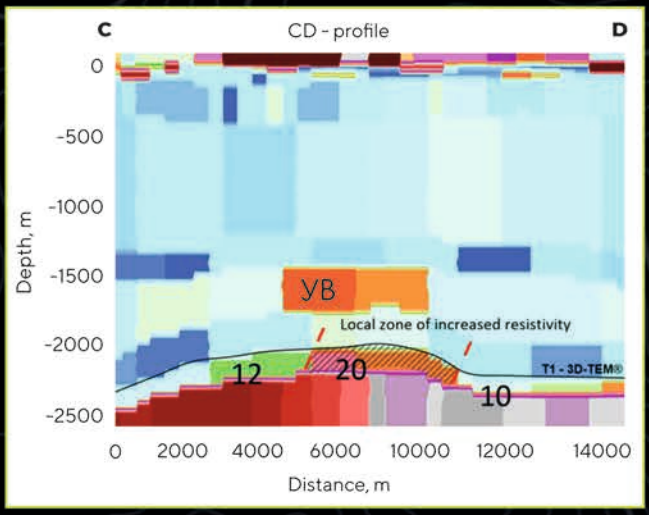
$$F(x,y,t)=\operatorname{argmin}\left(\frac{\|\varepsilon^{S}(x,y,t)-\varepsilon^{e}(x,y,t)\|}{\|\varepsilon^{e}(x,y,t)\|}\right)$$

Ожидаемый результат - улучшенный прогноз:

- структурных ярусов осадочного чехла
- проницаемости и типа флюида
- положения ВНК
- точность прогноза - 0.9

Апертура прогноза 3D-3СБ ®





aerosurveys.ru
+ 7 (905) 946·25·25
info@aerosurveys.ru
+ 7 (913) 009·98·89

ТРАНСПОРТИРОВКА

Спецтехника

30 ООО НПО «Транспорт»: Тридцать лет преодолеваем бездорожье вместе

32 ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»: Азотные компрессорные станции ТГА

Трубопровод

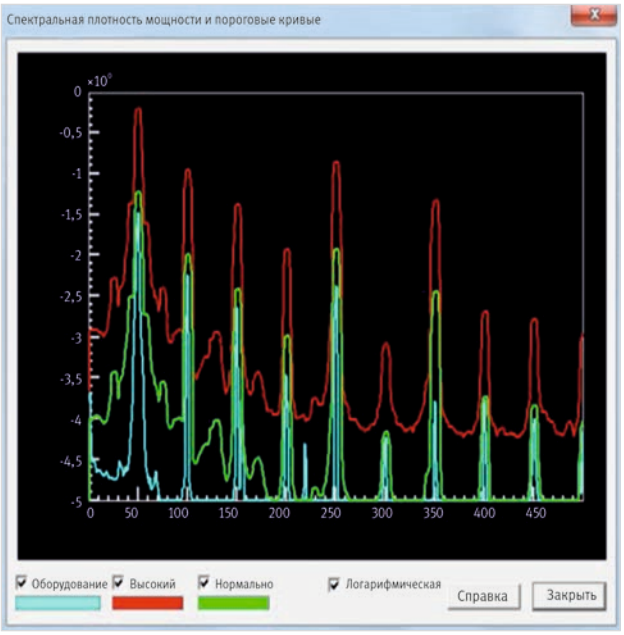
34 ООО «АПС»: Герметизация проходов трубопроводов с помощью регулируемого уплотнителя кольцевого пространства АктивРинг

КИПИА

Энергетика

36 ГК «Бипрон»: Грибанов А.С. «КоммерЦЪ»: разбираемся в ошибках заземления

38 Завидей В.И. Современные методы мониторинга и технического диагностирования электрических машин



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАЕН / tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Игнатьева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:
Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.
Еремин Николай Александрович — д.т.н.
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.
Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н.
Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.
Песин Михаил Владимирович — д.т.н.
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.
Пунанова Светлана Александровна — д.г.-м.н.

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

8 (800) 550-46-17
sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

10 Anisimova L.Z. Nalysis of statistical values between structural surfaces on the test site in order to increase the reliability of exploration

Oil production

16 Nikulin V.Yu. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating Achimov reservoirs.
Part 2. Rationale for the use of blocking compositions

22 Sinitsyna T.I. Method of automated selection of horizontal wells for repeated selective multistage hydraulic fracturing

SUPPLY

Electrical engineering

38 Zavidey V.I. Modern methods of monitoring and technical diagnostics of electrical machines

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 4 (97) june 2023

ISSUE DATE: 19.06.2023

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (495) 414-34-88

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:
Logos typography
Kazan, Republic of Tatarstan, Russia
Portovaya st., 25A
+7 (843) 231-05-46

EDITOR IN CHIEF:
Shuster V.L. — Sc.D., academician of RAS / tshuster@mail.ru

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:
Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:
Andrey Shevtsov / design@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru

MANAGERS:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

DIRECTORATE:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Abukova L.A. – PhD in geology and mineralogy
Altunina L.K. – PhD in engineering sciences
Bayuk I.O. – PhD in physics and mathematics
Bogoyavlensky V.I. – PhD in engineering sciences
Volozh Yu.A. – PhD in geology and mineralogy
Gogonenkov G.N. – PhD in engineering sciences
Golofast S.L. – PhD in engineering sciences
Eremin N.A. – PhD in engineering sciences
Zavidey V.I. – PhD in engineering sciences
Zakirov E.S. – PhD in engineering sciences
Zemenkov Yu.D. – PhD in engineering sciences
Indrupsky I.M. – PhD in engineering sciences
Isaev A.A. – PhD in engineering sciences
Morozov V.P. – PhD in geology and mineralogy
Pesin M.V. – PhD in engineering sciences
Popov S.N. - PhD in engineering sciences
Punanova S.A. – PhD in geology and mineralogy

НГП

ООО «НефтеГазПерспектива»

Внутритрубная диагностика трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений
- Широкие возможности технических решений
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов

Технический департамент

Аналитический департамент

Департамент обеспечения бизнеса

Финансовый департамент

Отдел охраны труда и окружающей среды

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика
Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ

Российская Федерация,
Московская область,
г. Коломна, ул. 2 км
Малинского шоссе, 10А

neftegazperspektiva.ru
+7 (496) 616-70-08
info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,
от решения к реализации!

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-10-14 УДК 550.8.052 I Научная статья

Анализ статистических значений между структурными поверхностями на тестовом участке с целью увеличения достоверности ГРР

Анисимова Л.З.[1], **Колузаева К.Ю.**[1], **Анисимова Л.Г.**[2]
[1]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия,
[2]Институт экологии Российского университета дружбы народов, Москва, Россия
anislz@mail.ru

Аннотация
Данная статья посвящена проблемам повышения степени достоверности структурных построений на месторождениях на основе использования методов изопахического треугольника и анализа коэффициентов корреляции структурных планов. В ходе работы над статьей был проведен анализ статистических значений структурных поверхностей осадочных образований тестируемого участка в юго-восточной части РТ; а именно: проведен расчет коэффициентов корреляции структурных планов кровли горизонтов и построен изопахический треугольник по поверхностям кровли и изопахит между горизонтами. Анализ вариаций толщин позволит авторам допустить, что в ходе развития структурных планов на адресной территории доминирующим фактором являются тектонические изменения или эндогенные процессы, отслеживающиеся от кровли турнейского до тастубского горизонта.

Материалы и методы
По построенным структурным картам проведен расчет коэффициентов корреляции математическими методами, используя функциональные возможности ГИС MapInfo. Для определения последовательности развития ряда поверхностей при построении палеоструктурных карт применен метод изопахического треугольника.

Ключевые слова
изопахический треугольник, структурные карты, карты изопахит, палеозойские отложения, пространственный анализ

Для цитирования
Анисимова Л.З., Колузаева К.Ю., Анисимова Л.Г. Анализ статистических значений между структурными поверхностями на тестовом участке с целью увеличения достоверности ГРР // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 10–14. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-10-14

Поступила в редакцию: 18.04.2023

UDC 550.8.052 I Original Paper

Nalysis of statistical values between structural surfaces on the test site in order to increase the reliability of exploration

Anisimova L.Z.[1], **Koluzaeva K.Yu.**[1], **Anisimova L.G.**[2]
[1]IPEM TAS, Kazan, Russia, [2]RUDN University, Moscow, Russia
anislz@mail.ru

Abstract
This article is devoted to the problems of increasing the degree of reliability of structural constructions at deposits based on the use of “isopachic triangle” methods and analysis of correlation coefficients of structural plans. In the course of work on the article, the analysis of statistical values between the structural surfaces of the structural surfaces of sedimentary formations of the tested area in the south-eastern part of the Republic of Tatarstan was carried out; namely, the correlation coefficients of the structural plans of the roof of the horizons were calculated and an isopachic triangle was constructed along the roof surfaces and isopachite between the horizons. The analysis of thickness variations will allow the authors to assume that during the development of structural plans in the targeted area, tectonic changes or endogenous processes that are tracked from the roof of the Tournai to the Tastuba horizon are the dominant factor.

Materials and methods
According to the constructed structural maps, the correlation coefficients were calculated by using mathematical methods. To determine the sequence of development of a number of surfaces, the method of “isopachic triangle” was used in the construction of paleostructural maps.

Keywords
isopachic triangle, structural maps, isopachite maps, paleosoic sediments, spatial analysis

For citation
Anisimova L.Z., Koluzaeva K.Yu., Anisimova L.G. Nalysis of statistical values between structural surfaces on the test site in order to increase the reliability of exploration. Exposition Oil Gas, 2023, issue 4, P. 10–14. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-10-14

Received: 18.04.2023

Введение

Получение качественно новой геологической информации — задача, всегда сопряженная с определенными трудностями. Наиболее остро проблема повышения детальности структурных построений стоит в районах с большой тектонической активностью; а также в районах с несогласным залеганием отложений осадочного чехла, где между перерывами в осадконакоплении формируются карсты и эрозионные выступы. Актуальность представленного материала в данной статье, полнота использования имеющейся литературы по данной проблеме диктуются необходимостью детализации строения сложнопостроенных объектов на этапах разведки и освоения месторождения УВ.

Последнее обстоятельство предполагает использование математических методов для расчета вероятностей совпадения тех или иных структурных планов и методов геолого-геофизического моделирования для построения и анализа поверхностей структурных планов.

Научная новизна результатов данного исследования заключается в получении авторами статьи набора карт мощностей, позволяющем восстановить эволюцию формирования локальных поднятий на тестовом участке месторождения, максимально используя возможности геоинформационной системы MapInfo для построения карт мощностей методом схождения и для расчета коэффициентов корреляции.

Объект исследования

В качестве объекта исследований авторами выбран тестируемый участок в Бавлинском районе Республики Татарстан (РТ) (по согласованию с недропользователем название площади не разглашается) размерами вдоль долготы 5,5 км, вдоль широты 10,2 км. Были использованы данные сейсморазведки, включающие шесть структурных поверхностей и рельеф местности, подготовленный по данным цифровой модели местности (ЦММ) из матрицы радарной топографической съемки Shuttleradar topografic mission.

Теоретическая часть

Оценка взаимосвязи между явлениями предполагает наличие определенной выборки по сравниваемым явлениям. Для примера возьмем структурные поверхности, предположительно тектонически унаследованные. Подчеркиваем, что структурные карты составлены с большой достоверностью, с использованием материалов сейсмики в модификации 3D, 2D и по данным геологии.

Берем для сравнения две структурные поверхности. Накладываем расчетную сетку (абсциссы и ординаты точек строго скоординированы) с шагом, не превышающим усредненную площадь положительных проявлений локальных структур. Вычисляем коэффициент корреляции (1):

$$r = \frac{\sum_{1}^{n}(a_i - m_a)(b_i - m_b)}{n\delta_a\delta_b} \qquad (1)$$

где a_i и b_i — полученные данные от двух поверхностей, n — число пар данных, m_a, m_b — соответствующие значения средних, δ_a, δ_b — их среднеквадратические значения.

Расчет средних данных m_a, m_b и среднеквадратичных отклонений δ_a, δ_b выполнен по формулам (2) и (3) соответственно. Эти параметры в дальнейшем использованы для расчета коэффициента корреляции.

$$m_a = \frac{\sum_{1}^{n} a_i}{n}, \cdot m_b = \frac{\sum_{1}^{n} b_i}{n}, \qquad (2)$$

$$\delta_a = \sqrt{\frac{\sum_{1}^{n} a_i^2}{n} - m_a^2}, \cdot \delta_b = \sqrt{\frac{\sum_{1}^{n} b_i^2}{n} - m_b^2}. \qquad (3)$$

Оценку точности — по формуле (4):

$$m_r = \frac{1 - r^2}{\sqrt{n}} \cdot \qquad (4)$$

Такой подход позволяет повысить степень достоверности при изучении соотношений структурных планов по отражающим поверхностям в продуктивных горизонтах осадочного чехла при наличии высокой корреляционной зависимости между отражающими поверхностями. Коэффициент корреляции — величина, варьируемая в пределах от -1 до +1. Если коэффициент равен +1, то говорят о полной положительной зависимости. Если коэффициент равен -1, то о полной отрицательной зависимости. Соответственно, при нулевой корреляции расчетные переменные независимы друг от друга. Данный коэффициент используем для анализа поверхностей, представленных в виде матрицы точек (гридов) при условии нормального закона распределения глубины в частности.

Данный подход позволит при наличии минимума геологической и геофизической информации и при возможности получения коэффициента корреляции не менее 0,6 (как эмпирическое обобщение) восстановить структурную поверхность любого промежуточного стратиграфического горизонта. В геологии такой подход называют методом схождений и применяют при сравнении структурных планов.

Получаемые при расчетах данные систематизируем, используя классификацию [3, 5]:

- корреляция сильная при условии, если R больше 0,7;
- средняя при R от 0,5 до 0,69;
- умеренная при R от 0,3 до 0,49;
- слабая при R от 0,2 до 0,29;
- очень слабая при R меньше 0,19.

Допускаем, что при цифрах больше 0,5 присутствует унаследованность структурных планов.

Карта строится на основании предположения о том, что верхняя геологическая граница комплекса в момент начала накопления вышележащей толщи пород залегала горизонтально, то есть к этому времени произошла полная компенсация погружения осадконакоплением. Относительно этой горизонтальной плоскости и определяют положение подошвы комплекса. Представление об условиях залегания последней дают мощности, которые показывают, на какой глубине от горизонтальной плоскости находилась подошва нижнего пласта во время отложения самого верхнего слоя. Таким образом, при построении палеоструктурной карты принимается условная нулевая поверхность, причем для каждой карты своя собственная. За нулевую поверхность берем поверхность того верхнего опорного горизонта, на конец времени образования которого строится карта.

Результаты и обсуждения

В ходе работы проведен анализ статистических значений между структурными поверхностями отражающих сейсмических поверхностей. Структурные карты, полученные по материалам сейсморазведки в модификации 3D преобразованы в расчетные гриды. Методом схождения построены карты мощностей и рассчитаны коэффициенты корреляции (табл. 1).

Наибольшие коэффициенты корреляции наблюдаются от кровли отложений бобриковского горизонта до кровли заволжского горизонта, что свидетельствует о практически полном совпадении структурных планов кровли ярусов и горизонтов в этом промежутке разреза. Вероятнее всего причина в согласном залегании всех осадочных образований без перерыва в осадконакоплении и слабо выраженной тектоникой в этом районе.

Табл. 1. Коэффициенты корреляции структурных поверхностей
Tab. 1. Correlation coefficients of structural surfaces

Горизонт, ярус	Дневная поверхность	Тастубский горизонт	Бобриковский горизонт	Турнейский ярус	Заволжский горизонт	Данково-лебедянский горизонт	Подошва репера «Аяксы»
Дневная поверхность	1	–	–	–	–	–	–
Тастубский горизонт	0,0009	1	–	–	–	–	–
Бобриковский горизонт	0,13	0,33	1	–	–	–	–
Турнейский ярус	0,12	0,15	0,88	1	–	–	–
Заволжский горизонт	0,25	0,15	0,65	0,71	1	–	–
Данково-лебедянский горизонт	-0,02	0,22	0,71	0,75	0,49	1	–
Подошва репера «Аяксы»	0,04	0,02	0,59	0,52	0,46	0,34	1

Вышележащие от кровли бобрика поверхности плохо коррелируются между собой; очевидно, ввиду несовпадения структурных планов из-за перерыва в осадконакоплении и, возможно, как частичного, так и полного размыва осадочных образований.

Как известно, палеоструктурные карты являются картами разностей глубин залегания исследуемой поверхности и вышезалегающего по разрезу стратиграфического подразделения [4]. После несложных манипуляций получаем карту мощностей исследуемого объекта на время конца накопления вычитаемого горизонта. Метод наглядно показывает историю развития локального участка поверхности во времени (рис. 1).

На данном рисунке карты представлены в виде изопахического треугольника и расположены в следующем порядке:
1 — цифровая модель рельефа местности; 2 — структурная карта по кровле тастубского горизонта сакмарского яруса нижней перми; 3 — карта кровли тастубского горизонта сакмарского яруса к дневной поверхности; 4 — структурная карта по кровле бобриковского горизонта нижнего карбона; 5 — карта кровли бобриковского горизонта к концу тастубского времени; 6 — карта кровли бобриковского горизонта к дневной поверхности; 7 — структурная карта по кровле турнейского яруса нижнего карбона; 8 — карта кровли турнейского яруса к концу бобриковского времени; 9 — карта кровли турнейского яруса к концу тастубского времени; 10 — карта кровли турнейского яруса к дневной поверхности; 11 — структурная карта по кровле заволжского горизонта верхнего девона; 12 – карта кровли заволжского горизонта к концу турнейского времени; 13 — карта кровли заволжского горизонта к концу бобриковского времени; 14 — карта кровли заволжского горизонта к концу тастубского времени; 15 — карта кровли заволжского горизонта к дневной поверхности; 16 — структурная карта по кровле данково-лебедянского горизонта верхнего девона; 17 — карта кровли данково-лебедянского горизонта к концу заволжского времени; 18 — карта кровли данково-лебедянского горизонта к концу турнейского времени; 19 — карта кровли данково-лебедянского горизонта к концу бобриковского времени; 20 — карта кровли данково-лебедянского горизонта к концу тастубского времени; 21 — карта кровли данково-лебедянского горизонта к дневной поверхности; 22 — структурная карта по подошве репера «Аяксы» верхнего девона; 23 — карта по подошве репера «Аяксы» к концу данково-лебедянского времени; 24 — карта по подошве репера «Аяксы» к концу заволжского времени; 25 — карта по подошве репера «Аяксы» к концу турнейского времени; 26 — карта по подошве репера «Аяксы» к концу бобриковского времени; 27 — карта по подошве репера «Аяксы» к концу тастубского времени; 28 — карта по подошве репера «Аяксы» к дневной поверхности (рис. 2).

Рис. 1. Анализ изменения мощностей, представленный в виде изопахического треугольника
Fig. 1. Analysis of power changes, presented in the form of an isopachic triangle

Изопахический треугольник — это набор палеоструктурных карт (в нашем случае карты мощностей), расположенных в определенной последовательности сгруппированных в треугольник, позволяющий отследить всю эволюцию исследуемой структуры (локального поднятия, вала, свода). Карта строится на основании предположения о том, что верхняя геологическая граница комплекса в момент начала накопления вышележащей толщи пород залегала горизонтально, то есть к этому времени произошла полная компенсация погружения осадконакоплением [1]. Относительно этой горизонтальной плоскости и определяют положение подошвы комплекса. Представление об условиях залегания последней дают мощности, которые показывают, на какой глубине от горизонтальной плоскости находилась подошва нижнего пласта во время отложения самого верхнего слоя. Таким образом, при построении палеоструктурной карты принимается условная нулевая поверхность, причем для каждой карты своя собственная. За нулевую поверхность берем поверхность того верхнего опорного горизонта, на конец времени образования которого строится карта. Далее описание полученных данных.

В квадратах 1, 2, 4, 7, 11, 16, 22 располагаются карты, отражающие структурный план от рельефа дневной поверхности до подошвы репера «Аяксы».

В нижнем ряду ячеек (23–28) приведены карты, показывающие развитие поверхности кыновского горизонта, а именно структуроформирующие движения по кровле горизонта. Как видно из рис. 1, ряд 23–28 наглядно показывает формирование компенсированного прогиба, так как по мере течения времени на картах толщин увеличиваются толщины в западной и центральной области исследуемого участка. Наибольшие изменения приходятся на изопахиты, начиная с тастубского времени, где присутствует перерыв в осадконакоплении; а также возможен частичный размыв сакмарского яруса. Также следует отметить, что согласно [2] в данном районе были тектонические подвижки, которые тоже оказали влияние на формирование палеоповерхностей. Аналогичная картина формирования территории прослеживается и в других горизонтальных рядах: 16–21; 11–15; 7–10; 4–6.

Отсюда следует вывод: где было прогибание территории (депрессия), там увеличенная толщина, где поднятие — уменьшенная. Если по горизонталям выбрать структуру, то сможем отследить ее изменение

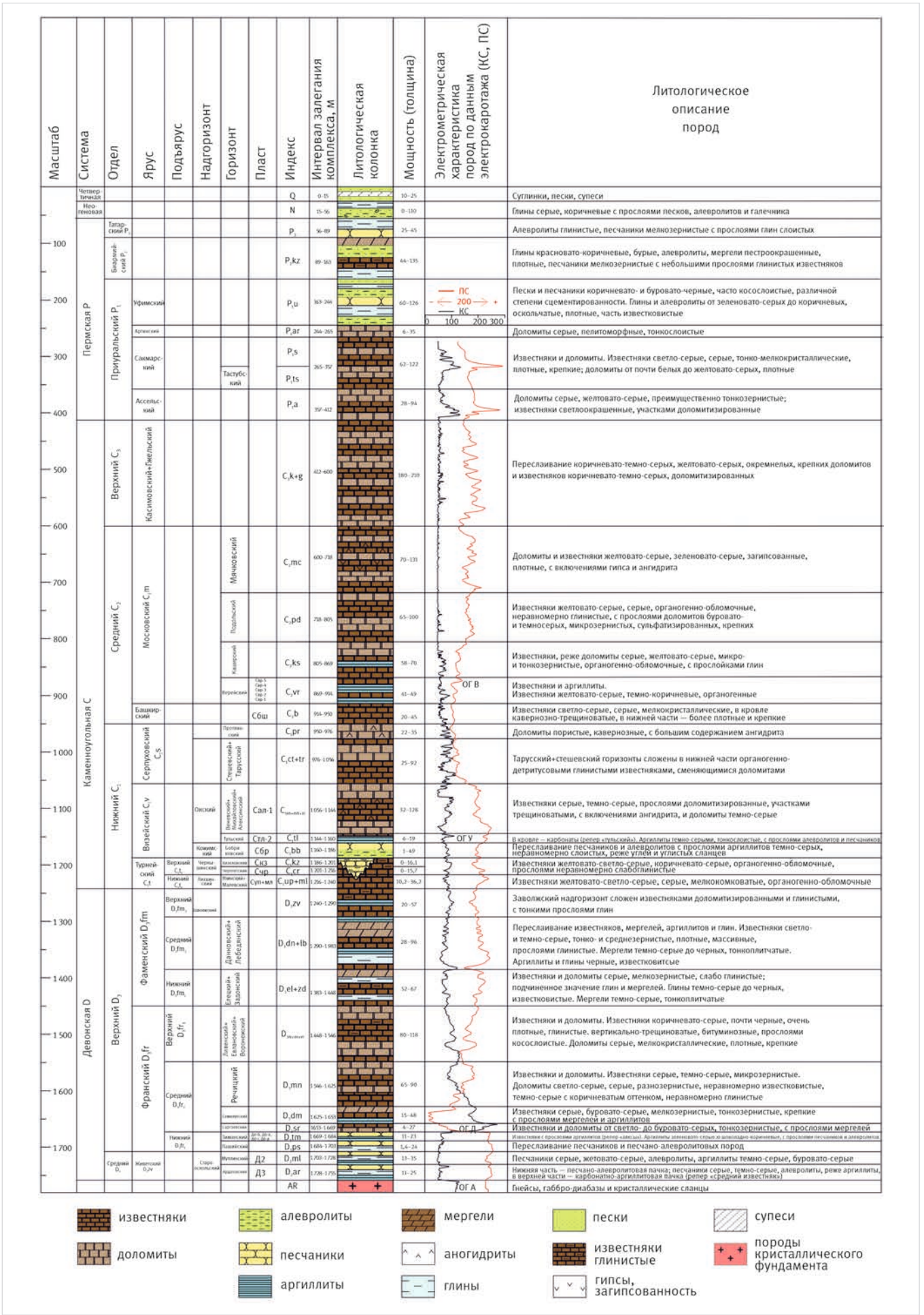


Рис. 2. Сводный геолого-геофизический разрез
Fig. 2. Summary geological and geophysical sectio

на определенный момент времени, что позволяет косвенно оценивать готовность структуры как ловушки углеводородов на момент времени, который допускается как благоприятный для накопления углеводородов.

Оговариваемся, что на данном участке:

- отсутствуют некомпенсированные прогибы, и данный локальный участок характеризуется отсутствием колебаний мощностей с литологофациальными изменениями;
- на территории отсутствует погребенный эрозионный рельеф и имеет место быть одинаковая степень уплотнения пород на всем тестовом участке.

Согласно методу, предложенному Е.Н. Пермяковой и Ю.А. Каравашкиной (1951 г.), все карты сведем в общую схему на одном листе и расположим в несколько горизонтальных рядов, где каждый горизонтальный ряд начинается с современной структурной карты соответствующего горизонта. В связи с тем, что развитие каждого вышерасположенного и, следовательно, более молодого горизонта начинается на этап позже, каждый новый верхний ряд оказывается на одну карту короче. В результате этого схема приобретает форму треугольника. Если рассматривать карты по диагонали, то проследим структурный план по разным горизонтам на один и тот же отрезок времени.

Итоги

В основе анализа мощностей лежит представление о компенсации погружения дна бассейна осадконакоплением. На этом основании мощности отложений являются показателями скорости и интенсивности погружения дна бассейна, следовательно, и тектонических движений, вызвавших это погружение. Отсюда следует, что участки карты, характеризующиеся минимальными значениями мощностей какого-то определенного стратиграфического интервала, соответствуют древним приподнятым участкам, и наоборот, участки повышенных мощностей соответствует древним погруженным участкам.

Выводы

Анализ изменений мощностей позволяет допустить, что на территории превалируют при осадконакоплении доминирующим фактором тектонические изменения или эндогенные процессы, которые отслеживаются до тастубского горизонта. Далее, по полученным данным коэффициентов корреляции, мы можем судить о преобладании экзогенных процессов над эндогенными.

Литература

1. Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. 1940. № 2–3. С. 14–28.
2. Буров Б.В. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Учебник. М.: Юрайт, 2023. 479 с.
4. Ожгибесов В.П. Стратиграфические индексы общих, региональных и местных стратиграфических подразделений: Пермская система // Стратиграфия, палеонтология, палеогеография, геодинамика и минеральные ресурсы: сб. материалов Междунар. конф., посвящ. 170-летию со дня открытия пермской системы. 5–9 сент. 2011 г., Пермь: Пермский государственный университет, 2011. С. 155–158.
5. Хамидуллин Р.Я. Теория вероятностей и математическая статистика. М.: Издательство Университета Синергия, 2020. 276 с.

ENGLISH

Results

The analysis of capacities is based on the idea of compensation for the immersion of the bottom of the basin by sedimentation. On this basis, the sediment capacities are indicators of the rate and intensity of immersion of the bottom of the basin, hence, the tectonic movements that caused this immersion. It follows from this that the sections of the map characterized by the minimum values of the capacities of a certain stratigraphic interval correspond to the ancient elevated sections and, conversely, the areas of increased capacities correspond to the ancient submerged sections.

Conclusions

The analysis of capacity changes allows us to assume that tectonic changes or endogenous processes that are tracked to the tastubian horizon prevail in the territory during sedimentation by the dominant factor. Further, according to the obtained data of correlation coefficients, we can judge the predominance of exogenous processes over endogenous ones.

References

1. Belousov V.V. Sediment power as an expression of the mode of oscillatory movements of the Earth's crust. Soviet geology, 1940, issue 2–3, P. 14–28. (In Russ).
2. Burov B.V. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 402 p. (In Russ).
3. Gmurman V.E. Probability theory and mathematical statistics. Textbook. Moscow: Yurayt, 2023, 479 p. (In Russ).
4. Ozhgibesov V.P. Stratigraphic indices of general, regional and local stratigraphic units: Perm system. Stratigraphy, paleontology, paleogeography, geodynamics and mineral resources: collection of materials of the International Conference, dedicated. 170th anniversary of the opening of the Perm system, 5–9 Sept. 2011, Perm. Perm: State University. Perm, 2011, P. 155–158. (In Russ).
5. Khamidullin R.Ya. Probability theory and mathematical statistics. Moscow: Synergy University Publishing House, 2020, 276 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: anislz@mail.ru

Колузаева Ксения Юрьевна, младший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Анисимова Лиана Гурьевна, студент 2 курса магистратуры, Институт экологии Российского университета дружбы народов, Москва, Россия

Anisimova Lilia Zakuvanovna, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
Corresponding author: anislz@mail.ru

Koluzaeva Ksenia Yurievna, research assistant at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Anisimova Liana Guryevna, 2nd year master's student, RUDN University, Moscow, Russia

Применение технологии «БлокТех» на объектах нефтегазовой отрасли

Группа компаний «ТЕХПОЛИМЕР» имеет многолетний опыт поставок материалов на объекты обустройства нефтегазовых месторождений (в том числе и в районы Крайнего Севера) — ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк», ПАО «Транснефть», ПАО «Сургутнефтегаз» — и предлагает рассмотреть замену традиционных решений обеспечения водосбора, водоотведения и канализации на технологию «БлокТех».

Технология «БлокТех» — это производство быстровозводимых полимерных инфильтрационных и накопительных подземных резервуаров очищенных, бытовых сточных, дождевых и талых вод, а также заглубленных дренажей.

Элементы конструкций «БлокТех» могут быть использованы при возведении облегченных дорожных насыпей на участках слабых и вечномерзлых грунтов, организации продольных и поперечных заглубленных водотоков.

Основными объектами, на которых эффективно применение технологии «БлокТех», являются:

- автомобильные дороги промышленных предприятий, временные и внутрипромысловые автодороги, подъездные пути, площадки для стоянки техники;
- резервуарные парки и площадки дренажных емкостей;
- полигоны ПО и ТКО;
- аэродромные площадки.

Силовой каркас конструкций «БлокТех» собирается непосредственно на строительной площадке из основных (верхнего и нижнего) модулей и дополнительно соединяется боковыми панелями, секционными крышками и фиксаторами.

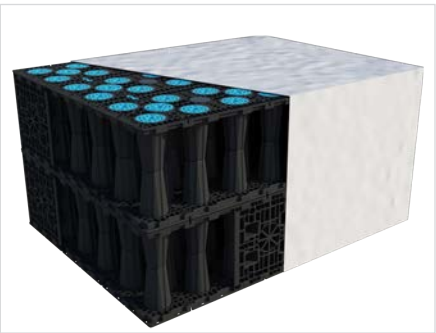
Монтаж резервуара «БлокТех»

Каркас конструкций «БлокТех» оборачивается дренирующим материалом (нетканым геотекстилем) для выполнения функции инфильтрации либо гидроизоляционным материалом (геомембраной) в сочетании с защитно-дренирующим слоем (геотекстилем) для выполнения функции накопления. Организация доступа в резервуары осуществляется посредством монтажа смотровых колодцев. Объем монтируемых резервуаров «БлокТех» не ограничен.

Водотоки, устраиваемые по технологии «БлокТех», представляют собой линейные сооружения, позволяющие заменить железобетонные и стальные лотки водоотводных канав.

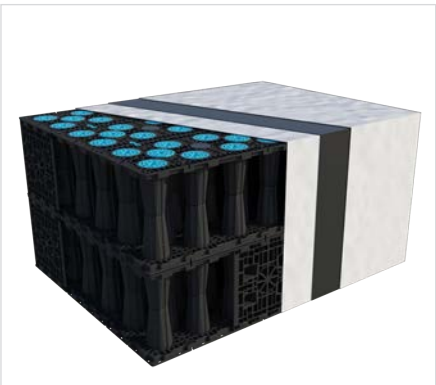
Преимуществами применения технологии «БлокТех» являются:

- скорость монтажа — каркас резервуара V = 1000 м^3 монтируется за 1 день без привлечения тяжелой строительной техники;
- возможность устройства резервуаров под стоянки техники благодаря способности выдерживать вертикальную нагрузку;
- рабочий объем — 95 %;
- удобное хранение и транспортировка — для транспортировки всех элементов «БлокТех», необходимых для возведения резервуара объемом 300 м^3, требуется всего 1 еврофура;
- стойкость к коррозии, гниению, агрессивным средам, УФ и перепадам температур;
- эксплуатация при температурах от минус 60 до плюс 60 °С.

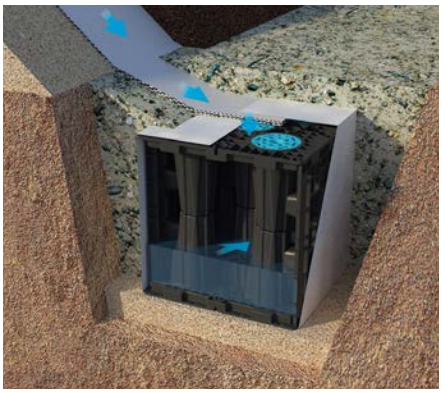


Инфильтрационный резервуар

Заглубленный дренаж



Резервуар-накопитель



Конструкция водотока

ТЕХПОЛИМЕР
группа компаний

www.texpolimer.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-16-21 УДК 622.276.7 I Научная статья

Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 2. Обоснование применения блокирующих составов

Никулин В.Ю.[1], Мукминов Р.Р.[1], Нигматуллин Т.Э.[1], Мухаметов Ф.Х.[1], Хазиев Л.Б.[1], Субхангулов А.Р.[1], Захаржевский Ю.А.[2], Савчук Д.В.[2], Курманчук Н.С.[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье рассмотрены особенности и осложнения при глушении газовых скважин в условиях ачимовских коллекторов (пласты Ач$_{3-4}$ и Ач$_5^{2-3}$ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков) с применением блокирующих составов. На основании проведенного комплекса исследований установлено, что суспензионные блокирующие составы, загущенные ксантаном и крахмалом, применимы для блокирования призабойной зоны в условиях наличия трещин гидравлического разрыва пласта и выдерживают репрессию не менее 14 МПа. Подтверждена перспективность продолжения исследований блокирующих составов, загущенных поверхностно-активными веществами.

Материалы и методы
Обоснование выбора новой технологии глушения с блокированием призабойной зоны на основе мирового опыта и анализа геолого-технических условий Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков. Физико-химические и фильтрационные исследования высокоплотных блокирующих составов глушения в условиях рассматриваемого объекта.

Ключевые слова
Уренгойское месторождение, глушение скважин, газовые скважины, аномально высокое пластовое давление, высокая температура, поглощения, блокирующие составы, суспензии, модификация

Для цитирования
Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 2. Обоснование применения блокирующих составов // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 16–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-16-21

Поступила в редакцию: 26.05.2023

UDC 622.276.7 I Original Paper

Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating Achimov reservoirs. Part 2. Rationale for the use of blocking compositions

Nikulin V.Yu.[1], Mukminov R.R.[1], Nigmatullin T.E.[1], Mukhametov F.H.[1], Khaziev L.B.[1], Subkhangulov A.R.[1], Zakharzhevsky Yu.A.[2], Savchuk D.V.[2], Kurmanchuk N.S.[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"ROSPAN INTERNATIONAL" JSC, Novy Urengoy, Russia
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article considers peculiarities and complications of killing gas wells in Achimov reservoirs (Ach$_{3-4}$ and Ach$_5^{2-3}$ formations of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas) using blocking compositions. The research has shown that suspension blocking compositions thickened with xanthan and starch are applicable for blocking of the bottom-hole zone in the presence of hydraulic fractures and withstand repression of no less than 14 MPa. The prospects of continuing research of blocking compositions thickened with surface active substances have been confirmed.

Materials and methods
Rationale for a new technology for killing with bottomhole zone blocking based on international experience and analysis of geological and technical conditions of the Novo-Urengoyskiy and Vostochno-Urengoyskiy license areas. Physical-chemical and filtration studies of high-density blocking compositions in the conditions of the object in question.

Keywords
Urengoyskoe field, well killing, gas wells, abnormally high reservoir pressure, high temperature, fluid loss, blocking compounds, suspensions, modification

For citation
Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevsky Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating Achimov reservoirs. Part 2. Rationale for the use of blocking compositions. Exposition Oil Gas, 2023, issue 4, P. 16–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-16-21

Received: 26.05.2023

Введение

Данная работа является продолжением исследований [1], направленных на подбор и адаптацию новых эффективных технологий глушения в условиях ачимовских коллекторов посредством проведения комплекса аналитических и лабораторных исследований. Ранее было отмечено, что интенсивное поглощение полимер-глинистого бурового раствора (ПГБР) в трещины гидравлического разрыва пласта (ГРП) при глушении скважин приводит к значительному снижению продуктивности скважин, что требует применения модифицированных высокоплотных солевых растворов либо блокирующих составов глушения (БСГ) для минимизации поглощений и разобщения раствора глушения с продуктивным пластом.

Опыт глушения высокотемпературных скважин с применением БСГ

Для сохранения продуктивности скважин и разобщения тяжелой жидкости глушения (ТЖГ) с пластом, а также для уменьшения объема ТЖГ [1], который будет проникать в высокопроницаемую трещину ГРП при глушении, рассмотрена возможность применения БСГ (для обеспечения отсутствия контакта ТЖГ с пластом, или для борьбы с поглощениями). Основываясь на матрице принятия решений по выбору потенциально эффективных подходов для глушения скважин, исходя из совокупности условий, осложняющих проведение текущего и капитального ремонта скважин [2, 3], следует отметить, что в условиях газовых скважин и высоких пластовых температур для блокирования призабойной зоны пласта (ПЗП) предпочтение следует отдавать вязкоупругим составам (ВУС) на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) и суспензиям с искусственно вводимой твердой фазой. Причем последние имеют приоритет в случаях наличия трещин ГРП. Применимость БСГ в условиях аномально высоких пластовых давлений (АВПД) определяется достижением целевой плотности в соответствии с коэффициентом аномальности пластового давления, но не менее плотности ТЖГ, либо минимизацией влияния данного параметра на эффективность блокирования (например, при формировании низкопроницаемой корки на стенке скважины).

В зарубежной практике встречается классификация условий, характеризующих коллекторы по температуре и давлению, в соответствии с которой рассматриваемые в данной работе пласты не относят к высокотемпературным (например, температура менее 150 °С, давление менее 69 МПа) [4]. Несмотря на это, успешный опыт применения технологий глушения в данных условиях ограничен, и в рамках поиска новых решений в данном обзоре высокотемпературными приняты условия, при которых температура пласта превышает 90 °С.

Рассмотрим опыт глушения скважин с применением БСГ в аналогичных условиях подробнее.

ВУС на основе полимеров

Более подробно описанный в опубликованных источниках опыт применения ВУС при глушении скважин представлен в работе [2]. Особое внимание следует обратить на успешное применение ВУС в условиях аномально низких пластовых давлений (АНПД) на основе гуаровых полимеров в терригенных коллекторах с трещинами ГРП (месторождения ООО «РН-Пурнефтегаз») и карбонатных трещиноватых коллекторах (месторождение им. Р. Требса) при температурах до 95 °С.

В области АВПД в отечественной практике отмечается применение БСГ на основе сшитых ксантана и полианионной целлюлозы (плотность до 1,5 г/см^3) [5], а в зарубежной — карбоксиметилгидроксиэтилцеллюлозы (Мексиканский залив) [6]. Отдельно следует отметить и случаи применения предварительно сшитого геля из гидроксиэтилцеллюлозы [7]. Состав готовится перед закачкой в скважину путем простого смешивания заранее приготовленного сшитого геля с солевым раствором в объемном соотношении один к одному. Также отмечается применимость предварительно сшитого геля термостойкого полимера на основе акриламида и ацетата хрома в качестве сшивателя [8]. Несмотря на то, что данные составы получили более широкое распространение для изоляции водопритока, их применение является одним из перспективных направлений глушения скважин в условиях значительных поглощений. При закачке предварительно сшитого геля, обладающего низкой вязкостью, вследствие увеличения температуры по стволу скважины гель постепенно набирает прочность ввиду образования ковалентной связи при протекании реакции с органическими сшивателями: полиэтиленимином или гексаметилентетрамином, либо с обоими реагентами. Зрелый полимерный гель обладает высокой вязкостью, прочностью и термической стабильностью при температуре 150 °С.

ВУС на основе ПАВ

При более высоких температурах и АВПД в зарубежной практике отмечается успешное применение ВУС на основе цвиттерионных ПАВ в газовых скважинах как с высокопроницаемым коллектором (Индонезия, Южно-Китайское море), так и при наличии трещин ГРП (Саудовская Аравия) или естественных трещин (месторождение Sichuan Basin, Китай). Успешность данных технологий объясняется большей термостабильностью по сравнению с полимерными композициями и меньшим риском ухудшения фильтрационно-емкостных свойств ПЗП. Мицеллы, образующиеся в рассолах при загущении реагентами на основе ПАВ, имеют сетевую структуру, что придает составу повышенную вязкость и вязкоупругость.

Суспензии на водно-полимерной основе

Более подробно описанный в опубликованных источниках опыт применения суспензий при глушении скважин представлен в работе [3].

В ПАО «НК «Роснефть» в карбонатных коллекторах в условиях АНПД отмечено применение суспензий, загущенных смесью биополимеров (месторождение им. Р. Требса, месторождения Оренбургской области). В терригенных коллекторах при АВПД широкое применение имеют составы, разработанные ООО «РН-БашНИПИнефть» — БСГ-МК и БСГ-Галит, загущенные смесью ксантана и полианионной целлюлозы с кислото- или водорастворимым кольматантом [9, 10] (например, в ООО «РН-Юганскнефтегаз»).

В зарубежной практике описано успешное применение суспензии на основе гидроксиэтилцеллюлозы на месторождении Бомбей, отличающемся низкой вертикальной проницаемостью, с последующим проведением операции по ограничению притока воды. В качестве твердых частиц применяли кальцит, бентонит и/или ореховую скорлупу. На месторождениях Норвежской части Северного моря также применен термостойкий БСГ (на основе формиатов калия и натрия) с твердой фазой [11]. Отмечается, что применение линейных гелей без твердых частиц в высокотемпературных скважинах может снижать продуктивность, а для эффективного блокирования пласта потребуется не менее 120 кг/м^3 твердых частиц требуемого фракционного состава.

В работе [12] описывается разработка высокотемпературного полимера-загустителя раствора на основе хлористого кальция и бромистого цинка с кольматантом. В качестве замены кстантана и сшитого крахмала разработан двухкомпонентный загуститель, который изготовлен из комбинации полимера и ПАВ.

Суспензии на эмульсионной основе

Данные системы — инвертные эмульсионные растворы (ИЭР), являются оптимальными ЖГС на нефтяной основе с высокой плотностью и низким содержанием твердых частиц, позволяющими минимизировать повреждения ПЗП. Заданная плотность ИЭР достигается за счет регулирования плотности водной фазы (тяжелого рассола). Например, в Норвежской части Северного моря испытаны ИЭР плотностью до 1,7 г/см^3 (при использовании в качестве водной фазы раствора формиата цезия плотностью 2,2 г/см^3) с концентрацией твердых частиц 60–90 кг/м^3. По результатам опытно-промысловых испытаний первоначальная продуктивность скважины оказалась выше ожидаемой в 3–4 раза по сравнению с применением БСГ на водной основе $CaCl_2/CaBr_2$. Основным недостатком ИЭР (кроме общих недостатков с растворами на углеводородной основе) является их обратимость при повышенном содержании твердой фазы. Также следует отметить сложности извлечения устойчивых обратных эмульсий из ПЗП, что в условиях низкопроницаемых коллекторов может существенно ухудшить состояние ПЗП и показатели эксплуатации скважин [13].

В качестве твердой фазы в эмульсионно-суспензионных составах для глушения скважин с трещиной ГРП описано также применение наночастиц с различными поверхностно-активными свойствами, которые позволяют создать множественную эмульсию [14].

Обобщение успешного опыта применения БСГ при высоких температурах и/или АВПД приведено в таблице 1. На основании обзора литературных источников потенциально применимыми БСГ в рассматриваемых условиях являются:

- суспензии на водной основе, загущенные термостойкими полимерами и/или вязкоупругими ПАВ;
- суспензии на эмульсионной основе (недостаток технологии — сложность подбора компонентов, требуют большого объема экспериментальных исследований);
- вязкоупругие составы, загущенные термостойкими полимерами и/или вязкоупругими ПАВ (недостаток технологии — меньшая эффективность при глушении в условиях наличия трещин ГРП по сравнению с суспензиями).

Следовательно, можно рекомендовать следующие технологии глушения:

1. Глушение скважины тяжелыми модифицированными солевыми растворами, оказывающими минимальное воздействие на ПЗП:

- без установки БСГ (при отсутствии риска поглощений);
- с установкой суспензионных БСГ для полной ликвидации поглощений.

2. Глушение скважины базовыми жидкостями глушения скважин (ЖГС) (ПГБР с баритом, раствор хлористого кальция с модификаторами) с установкой суспензионных БСГ для полной ликвидации поглощений (например, применение ПГБР и БСГ с добавлением карбоната кальция успешно сохранило продуктивность скважин с открытым стволом в высокотемпературном карбонатном коллекторе юрских залежей Кувейта [15]).

Лабораторные исследования (ЛИ) БСГ

Выбор составов для проведения комплекса ЛИ подразумевает проведение работ по определению эффективного типа блокирующего состава и соответствующих марок исходных реагентов [2]. Аналогично с ТЖГ [1], исследования существенно осложнила проблема низкого качества реагентов для приготовления высокоплотных БСГ: не все БСГ были допущены к полному циклу ЛИ в связи с разрушением при приготовлении на высокоплотных растворах в условиях высоких температур.

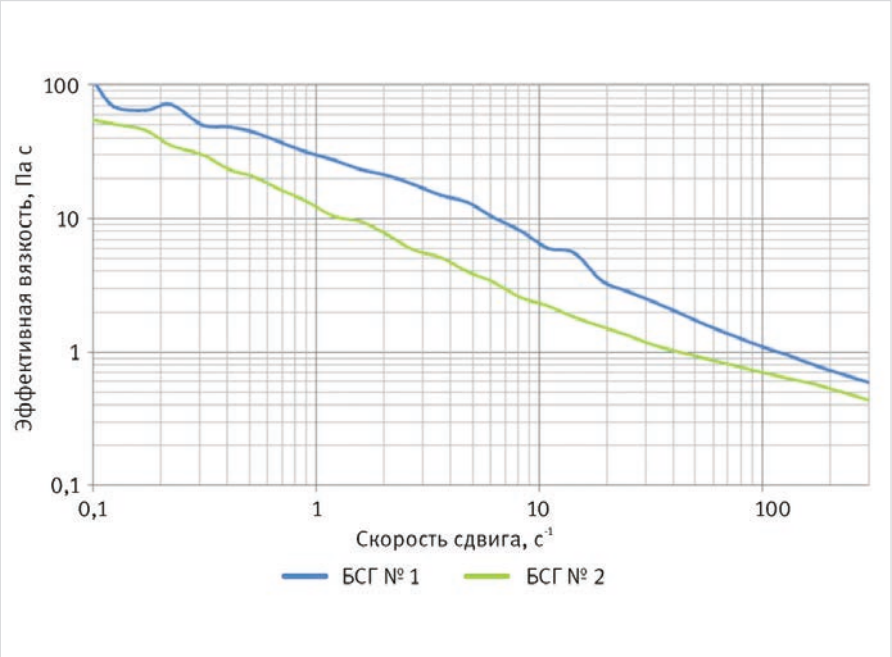


Рис. 1. Кривые вязкости исследованных БСГ
Fig. 1. Viscosity curves of the studied blocking composition

Табл. 1. Обобщение успешного опыта применения БСГ в условиях АВПД и/или высокотемпературных коллекторов
Tab. 1. Summary of successful experience with blocking compounds in abnormally high reservoir pressures and/or high temperature reservoirs

БСГ	Объект	Температура	Давление	Дополнительные условия
ВУС (на основе гуаровых полимеров)	ООО «РН-Пурнефтегаз»	до 95 °С	АНПД	Терригенный коллектор с ГРП
	ООО «Башнефть-Полюс»	93 °С	АНПД	Карбонатный трещиноватый коллектор
ВУС (на основе ксантана и/или модификаций целлюлозы)	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	Более 80 °С	АВПД (плотность ЖГС до 1,5 г/см^3)	Терригенный коллектор с ГРП
	США (Луизиана, Калифорния, Мексиканский залив)	до 143 °С	АВПД (плотность ЖГС до 1,8 г/см^3)	Терригенный коллектор, проницаемость до 3,0 мкм^2
ВУС (на основе ПАВ)	Саудовская Аравия	до 155 °С	АВПД	Пористость 7–20 %, проницаемость 0,002–0,240 мкм^2, наличие трещин ГРП
	Южно-Китайское море (Индонезия)	до 177 °С	АВПД	Проницаемость до 0,2 мкм^2
	Sichuan Basin (Китай)		АНПД	Трещиноватый газовый коллектор
Суспензия на водно-полимерной основе	ООО «Башнефть-Полюс»	93 °С	АНПД	Карбонатный трещиноватый коллектор
	АО «Оренбургнефть»		АНПД, АВПД	
	ООО «РН-Юганскнефтегаз»	до 103 °С	АВПД (плотность ЖГС до 1,6 г/см^3)	Наличие трещин ГРП проницаемостью до 300 мкм^2, ТРС до 10 сут.
	Месторождение Бомбей		АВПД	Газовые скважины
	Smørbukk, Smørbukk Sør (South) и Midgard (Норвежское Северное море, Åsgard)	более 160 °С	АВПД (плотность ЖГС 1,25 г/см^3)	Наличие трещин ГРП (проппант 16/30, проницаемость 400–500 мкм^2)
ИЭР	Норвежская часть Северного моря	–	АВПД (плотность ЖГС 1,65 г/см^3)	Длинные горизонтальные стволы от 1 000 до 2 000 м (при длине скважины 6 530 м)

БСГ № 1 (плотность 1,45 г/см³)

Первым БСГ, допущенным к дальнейшим исследованиям, стал суспензионный состав, загущенный смесью ксантана и крахмала, плотностью 1,45 г/см³. Исходная рецептура, предложенная поставщиком технологии, полностью соответствовала требованиям ПАО «НК «Роснефть». Кривая эффективной вязкости БСГ, полученная на ротационном вискозиметре, представлена на рисунке 1. Условная вязкость, определенная на воронке ВБР-2, превышает 3 600 с.

Исходя из первоначальной цели применения БСГ (разобщение ТЖГ и пласта), эффективность применения БСГ оценивалась по параметру «Выдерживаемая репрессия» — максимальный перепад давления, при котором отсутствует прорыв раствора глушения сквозь БСГ в трещину ГРП. Исследования подтвердили выдерживаемую репрессию не менее 14 МПа после блокирования модели трещины ГРП. В случае потенциальной применимости нескольких исследуемых БСГ рейтинг составов будет формироваться по параметру «Коэффициент восстановления проницаемости модели трещины ГРП» по углеводородной фазе (керосин или целевой флюид – газ), но не менее 96 % (значение, полученное по ПГБР). После проведения фильтрационных исследований (рисунок 2, коэффициент восстановления проницаемости модели из проппанта по газу и керосину 97–98 %) состав допущен к промысловым испытаниям.

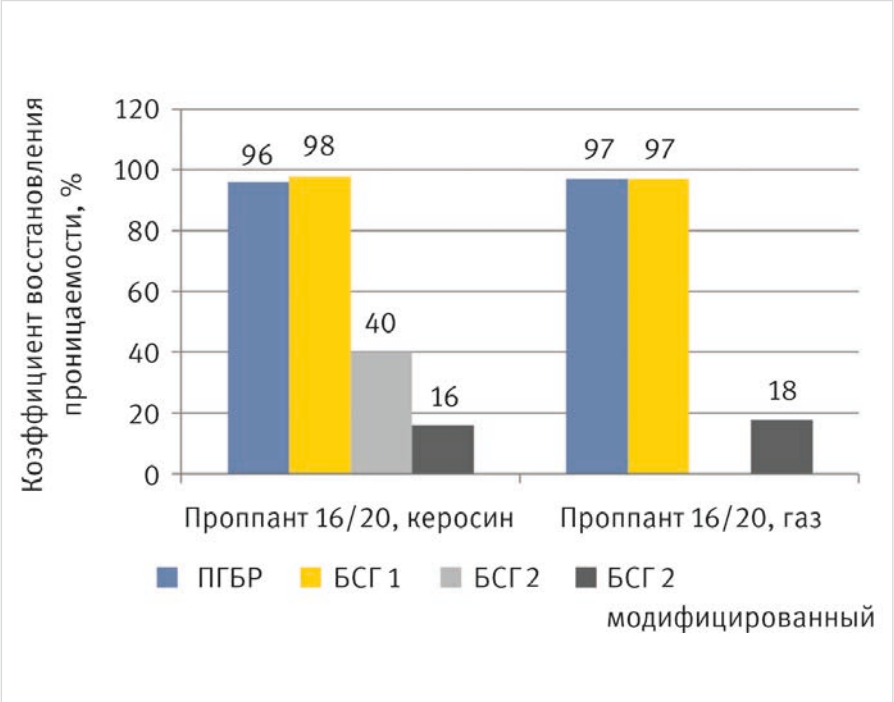


Рис. 2. Коэффициент восстановления проницаемости моделей трещины ГРП по керосину и газу после воздействия на них БСГ
Fig. 2. The kerosene and gas permeability recovery coefficient of fracture models after exposure to a blocking silencing compoun

БСГ № 2 (плотность 1,60 г/см³)

Рецептура другого БСГ потребовала дополнительной модификации с учетом применимости к месторождениям АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Плотность суспензионного состава, загущенного крахмалом, равна 1,60 г/см³. Кривая эффективной вязкости БСГ, полученная на ротационном вискозиметре, представлена на рисунке 1. Исходная рецептура, предложенная поставщиком технологии, не соответствовала нормативному показателю «скорость коррозии» и обладала низкими блокирующими свойствами. После подбора ингибитора коррозии, увеличения концентрации кольматанта и проведения исследований на репрессию (выдерживаемая репрессия не менее 14 МПа после блокирования модели трещины ГРП составом БСГ № 2) состав допущен к фильтрационным исследованиям. Но с учетом низкого коэффициента восстановления проницаемости модели из проппанта по керосину и газу — 16–18 % (рис. 2), БСГ № 2 не допущен к промысловым испытаниям, и для блокирования ПЗП предпочтительней использовать БСГ № 1.

Перспективы использования вязкоупругих ПАВ для загущения ТЖГ

Для повышения альтернативности потенциально применимых БСГ, оказывающих щадящее воздействие на ПЗП, оценена применимость ПАВ для загущения подобранных ТЖГ и получения термостойких БСГ более высокой плотности, чем уже подобранных БСГ. Для оценочных исследований использована дозировка реагента 4 %. По результатам исследований получены термостабильные высоковязкие составы (табл. 2).

Отмечено, что вязкость получаемых БСГ сопоставима с вязкостью полимерных составов. Но при добавлении ПАВ-загустителя происходит уменьшение плотности на 30–60 кг/м³, что можно компенсировать подбором эффективной дозировки и добавлением кольматанта в БСГ.

Таким образом, для глушения скважин в условиях ачимовских коллекторов

Табл. 2. Результаты исследований БСГ, загущенных вязкоупругими ПАВ
Tab. 2. Research results of blocking killing compositions thickened with viscoelastic surfactants

Параметр	БСГ № 3	БСГ № 4	БСГ № 5
Плотность исходного раствора, г/см³	1,60	1,69	1,83
Плотность БСГ, г/см³	1,55	1,64	1,77
Дозировка ПАВ-загустителя, %	4	4	4
Эффективная вязкость при 25 °С и 100 с⁻¹, мПа·с	650	1 170	1 017
Термостабильность при 90 °С	Термостабилен	Термостабилен	Термостабилен

лицензионных участков АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» подобраны и модифицированы два высокоплотных солевых раствора и обосновано применение суспензионного БСГ для ограничения проникновения раствора глушения в трещину ГРП и пласт. Также показано, что повышение эффективности блокирования ПЗП в условиях высоких плотностей возможно с применением вязкоупругих ПАВ-загустителей. В дальнейшем планируется продолжение исследований БСГ на основе ПАВ, а также испытание подобранных технологий глушения в промысловых условиях.

Итоги

Проведен аналитический обзор опыта применения технологий глушения скважин в условиях высоких температур. Показано, что применение модифицированных высокоплотных солевых растворов и БСГ типов ВУС (на основе термостойких полимеров и/или ПАВ), ИЭР и суспензий позволяет повысить эффективность глушения скважин и сохранить продуктивность скважин в условиях высоких температур, высоких пластовых давлений и наличия трещин ГРП в терригенных коллекторах. Для проведения экспериментальных исследований выбраны суспезионные БСГ, загущенные ксантаном и крахмалом.

Определены реологические характеристики БСГ. При проведении фильтрационных исследований подтверждена высокая эффективность суспензионных БСГ по блокированию модели трещины ГРП в условиях ачимовских коллекторов. После модификации рецептуры БСГ № 1 рекомендована к промысловым испытаниям для блокирования ПЗП при глушении скважин и сохранения продуктивности при ремонте.

Определена потенциальная возможность приготовления термостабильных БСГ на основе рекомендованных высокоплотных солевых растворов, загущенных вязкоупругими ПАВ.

Выводы

Таким образом, полученные результаты позволяют рекомендовать суспензионный БСГ, загущенный термостойким полимером, для применения при глушении газовых скважин в условиях ачимовских коллекторов Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков, а также определить потенциальную применимость приготовления термостабильных БСГ на основе модифицированных высокоплотных солевых растворов, загущенных вязкоупругими ПАВ.

Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 52–57.
2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С. 87–96.
3. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 2. Опыт применения эмульсионных и дисперсных жидкостей и сравнительные результаты лабораторного тестирования составов // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 4. С. 82–93.
4. Salguero A., Almanza E.A., Haddad J.R. Challenging well-testing operations in high-temperature environments – worldwide experiences and best practices learned. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2010, OTC-21060-MS. (In Eng).
5. Акимов О.В., Здольник С.Е., Гусаков В.Н., Худяков Д.Л., Краевский Н.Н. Технологическая скважинная жидкость с контролируемым поглощением в термобарических условиях пласта. Патент RU 2 380 391 C1. 2010. 15 с.
6. Chang F.F., Ali S.A., Cromb J., Bowman M., Parlar M. Development of a new crosslinked-HEC fluid loss control pill for highly-overbalanced, high-permeability and/or high temperature formations. SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, February 1998, SPE-39438-MS. (In Eng).
7. Gibson J.D., Javora P.H., Adkins M. Pre-crosslinked pills provide efficient and consistent fluid loss control. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, June 2011, SPE-144213-MS. (In Eng).
8. Jia H., Chen H. The potential of using Cr^{3+}/Salt-Tolerant polymer gel for well workover in low-temperature reservoir: laboratory investigation and pilot test. SPE Production & Operation, 2018, Vol. 33, issue 3, P. 569–582. (In Eng).
9. Акимов О.В., Здольник С.Е., Худяков Д.Л., Тяпов О.А., Гусаков В.Н., Краевский Н.Н. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 92–95.
10. Желонин П.В., Мухаметшин Д.М., Арчиков А.Б., Звонарев А.Н., Краевский Н.Н., Гусаков В.Н. Обоснование алгоритма выбора технологий глушения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 2. С. 76–81.
11. Svoboda C. Optimizing high-temperature kill pills: the Åsgard Experience. SPE Drilling & Completion, 2002, Vol. 17, issue 1, P. 21–26. (In Eng).
12. Boul P.J., Abdulquddos S., Thaemlitz C.J. High performance brine viscosifiers for high temperatures. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 2017, SPE-183964-MS. (In Eng).
13. Зейгман Ю.В., Мухаметшин В.Ш., Хафизов А.Р., Харина С.Б., Абуталипова Е.М., Авренюк А.Н. Особенности выбора составов жидкостей глушения скважин в осложненных условиях эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2017. № 1. С. 66–69.
14. Сергеев В.В. Способ глушения нефтяных и газовых скважин в осложненных условиях (варианты). Патент RU 2 662 721 C1. 2018. 20 с.
15. Al-Ibrahim A., Al-Bader H., Subban P., Duggirala V.S., Ayyavoo M.M. Preserving great discoveries by using non-damaging killing fluid during the temporary abandonment of HPHT exploratory wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192670-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

The analytical review of the experience of well killing technologies under high temperature conditions has been carried out. It has been shown that the application of modified high-density salt solutions and viscoelastic blocking compositions (based on heat-resistant polymers and/or surfactants), invert-emulsion solutions and suspensions allows to increase the well killing efficiency and preserve the well productivity at high temperatures, high reservoir pressures and presence of fractures in terrigenous reservoirs. Suspension blocking compositions thickened with xanthan and starch were chosen for experimental research.

The rheological characteristics of blocking killing were determined. Filtration tests proved high efficiency of suspension-inhibiting killing compositions with respect to fracture model blocking in the Achimov reservoirs. After modifying the formulation of the blocking killing composition №1, it was recommended for field tests for blocking the bottomhole zone during well killing and preserving productivity during well workover operations.

The potential of preparing heat-stable blocking compositions on the basis of the recommended high-density salt solutions thickened with visco-elastic surfactants has been determined.

Conclusions

Thus, the obtained results allow us to recommend a thermally resistant polymer thickened suspension killing composition for application in killing gas wells in Achimov reservoirs of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas and determine the potential applicability of thermally stable killing compositions based on modified high-density salt solutions thickened with viscoelastic surfactants.

References

1. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevsky Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 52–57. (In Russ).
2. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough. Part 1. Technology classification and experience with water-based and hydrocarbon-based thickened liquids. Petroleum Engineering, 2022, Vol. 20, issue 3, P. 87–96. (In Russ).
3. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough. Part 2. Experience with emulsion and dispersion fluids and comparative results of laboratory testing of formulations. Petroleum Engineering, 2022, Vol. 20, issue 4, P. 82–93. (In Russ).
4. Salguero A., Almanza E.A., Haddad J.R. Challenging well-testing operations in high-temperature environments – worldwide experiences and best practices learned. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA, May 2010, OTC-21060-MS. (In Eng).
5. Akimov O.V., Zdolnik S.E., Gusakov V.N., Khudyakov D.L., Kraevskii N.N. Well process fluid with controlled absorption in thermo baric-reservoir conditions. Patent RU 2 380 391 C1, 2010, 15 p. (In Russ).
6. Chang F.F., Ali S.A., Cromb J., Bowman M., Parlar M. Development of a new crosslinked-HEC fluid loss control pill for highly-overbalanced, high-permeability and/or high temperature formations. SPE Formation Damage Control Conference, Lafayette, Louisiana, February 1998, SPE-39438-MS. (In Eng).
7. Gibson J.D., Javora P.H., Adkins M. Pre-crosslinked pills provide efficient and consistent fluid loss control. SPE European Formation Damage Conference, Noordwijk, The Netherlands, June 2011, SPE-144213-MS. (In Eng).
8. Jia H., Chen H. The potential of using Cr^{3+}/Salt-Tolerant polymer gel for well workover in low-temperature reservoir: laboratory investigation and pilot test. SPE Production & Operation, 2018, Vol. 33, issue 3, P. 569–582. (In Eng).
9. Akimov O.V., Zdolnik S.E., Khudyakov D.L., Tyapov O.A., Gusakov V.N., Kraevskii N.N. Well kill technologies with fluid loss control for hydro-fractured wells under ahfp and alfp conditions. Oil Industry, 2010, issue 2, P. 92–95. (In Russ).
10. Zhelonin P.V., Mukhametshin D.M., Archikov A.B., Zvonarev A.N., Kraevskii N.N., Gusakov V.N. Algorithm justification of well killing technology selection. Scientific and technical bulletin of “NK “Rosneft” JSC, 2015, issue 2, P. 76–81. (In Russ).
11. Svoboda C. Optimizing high-temperature kill pills: the Åsgard Experience. SPE Drilling & Completion, 2002, Vol. 17, issue 1, P. 21–26. (In Eng).
12. Boul P.J., Abdulquddos S., Thaemlitz C.J. High performance brine viscosifiers for high temperatures. SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference, Manama, Kingdom of Bahrain, March 2017, SPE-183964-MS. (In Eng).
13. Zeigman, Yu.V. Mukhametshin V.Sh., Khafizov A.R., Kharina S.B., Abutalipova E.M., Avrenyuk A.N. Peculiarities of selecting well-killng fluids composition for difficult conditions. Oil Industry, 2017, issue 1, P. 66-69. (In Russ).
14. Sergeev V.V. Method of damping oil and gas wells in complicated conditions (options). Patent RU 2 662 721 C1, 2018, 20 p. (In Russ).
15. Al-Ibrahim A., Al-Bader H., Subban P., Duggirala V.S., Ayyavoo M.M. Preserving great discoveries by using non-damaging killing fluid during the temporary abandonment of HPHT exploratory wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192670-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никулин Владислав Юрьевич, главный специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Мукминов Ринат Рифхатович, к.х.н., ведущий специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Нигматуллин Тимур Эдуардович, начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мухаметов Флюс Ханифович, старший специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Хазиев Ленар Бахтигареевич, специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Субхангулов Азамат Ришатович, специалист лаборатории исследования технологических жидкостей, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Захаржевский Юрий Александрович, начальник отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Савчук Данил Владимирович, начальник управления разработки месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Курманчук Никита Сергеевич, ведущий специалист отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Nikulin Vladislav Yuryevich, chief specialist of current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Mukminov Rinat Rifkhatovich, ph.d. of chemical sciences, leading specialist of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Nigmatullin Timur Eduardovich, head of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mukhametov Flyus Khanifovich, senior specialist of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Khaziev Lenar Bakhtigarevich, specialist of the laboratory of physical and chemical research, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Subkhangulov Azamat Rishatovich, specialist of the technological fluids research laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Zakharzhevskiy Yuriy Alexandrovich, head of the department of improving efficiency of field development and operation, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Savchuk Danil Vladimirovich, head of the field development department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Kurmanchuk Nikita Sergeevich, leading specialist of the department of enhancing efficiency of field development and operation, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-22-27 УДК 622 I Научная статья

Методика автоматизированного выбора горизонтальных скважин для проведения повторного избирательного многостадийного гидроразрыва

Синицына Т.И.[1], **Земцов Ю.В.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе определены геологические и промыслово-технологические критерии, а также разработан алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных многостадийных гидроразрывов пласта (МсГРП) в горизонтальных скважинах (ГС). Разработанный алгоритм выбора и ранжирования скважин успешно применяется для поддержания уровня добычи нефти на участках, разбуренных скважинами с горизонтальным окончанием, одного из наиболее сложных как в геологическом, так и в эксплуатационном плане объекта разработки — пласта ВК1-3 Каменной площади Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения. На конец 2022 года выполнены опытно-промышленные испытания методики при реализации повторных избирательных МсГРП на двенадцати скважинах. Рекомендованные мероприятия эффективны как с технологической, так и с экономической точки зрения.

Материалы и методы
Создан и апробирован инструмент автоматизированного выбора кандидатов для повторных избирательных МсГРП на базе ПО MS Excel с использованием языка программирования Visual Basic.

Ключевые слова
горизонтальная скважина, повторный избирательный многостадийный гидроразрыв пласта (МсГРП), критерии выбора, алгоритм и автоматизированный инструмент ранжирования скважин-кандидатов для МсГРП

Для цитирования
Синицына Т.И., Земцов Ю.В. Методика автоматизированного выбора горизонтальных скважин для проведения повторного избирательного многостадийного гидроразрыва // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 22–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-22-27

Поступила в редакцию: 29.05.2023

UDC 622 I Original Paper

Method of automated selection of horizontal wells for repeated selective multistage hydraulic fracturing

Sinitsyna T.I.[1], **Zemtsov Y.V.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Abstract
To ensure consistent effect of the repeated selective MSHF technology, the geological and engineering criteria have been defined in this work and a decision-making algorithm for ranking and selecting well-candidates for repeated MSHF in horizontal wells has been developed. The algorithm is successfully applied to maintain the level of oil production in VK1-3 zones of the Kamenny Area of Krasnoleninsky Field covered by horizontal wells. At the end of 2022, pilot tests of the repeated selective MSHF technology in 12 horizontal wells were carried out. The EOR measures implemented in these wells have been recognized as successful both technologically and economically.

Materials and methods
Moreover, a tool for automated selection of well-candidates for repeated selective MS fracs in horizontal wells based on MS Excel (using the Visual Basic programming language) has been created and tested.

Keywords
repeated selective multistage hydraulic fracturing, horizontal well, candidate-well ranking algorithm, candidate-well selection criteria, automated candidate-well ranking tool

For citation
Sinitsyna T.I., Zemtsov Y.V. Method of automated selection of horizontal wells for repeated selective multistage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2023, issue 4, P. 22–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-22-27

Received: 29.05.2023

Введение

В настоящее время ряд крупных месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки. Их остаточные запасы приурочены, в основном, к краевым зонам со сложным геологическим строением, малыми нефтенасыщенными толщинами и обширной водонефтяной зоной. Для поддержания уровня добычи нефти в таких условиях встает острая необходимость поиска методов и технологий для повышения коэффициента извлечения нефти. При этом важным условием разработки является сохранение минимальной себестоимости добычи нефти с учетом современных экономических требований.

Одним из таких методов является бурение горизонтальных скважин (ГС) с последующей стимуляцией методом избирательного многостадийного гидравлического разрыва пласта (МсГРП). Отличительной особенностью последних лет стал значительный рост горизонтального бурения при сокращении наклонно-направленного. Главная причина роста состоит в том, что разработка месторождений с использованием ГС с МсГРП эффективнее, чем с применением наклонно-направленных скважин (ННС) с гидравлическим разрывом пласта (ГРП) [1]. Как отмечается в работе [2], такой эффект достигается за счет дренирования ГС всей продуктивной толщи пласта в отличие от ННС. Но при всех преимуществах горизонтального бурения над наклонно-направленным существует проблема падения их продуктивности и, следовательно, понижения показателей накопленной добычи нефти в расчетном периоде. В итоге бурение горизонтальных скважин с интенсификацией их МсГРП становится нерентабельным ввиду отставания фактических показателей добычи нефти относительно плановых. Учитывая высокую стоимость строительства скважин в настоящий момент, решение о повторной стимуляции такого типа скважин представляется экономически рентабельным.

Для повышения эффективности применения технологии повторных МсГРП в настоящей работе определены геологические и промыслово-технологические критерии, а также разработан алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных МсГРП в скважинах с горизонтальным окончанием. Также создан инструмент автоматизированного ранжирования кандидатов для повторных МсГРП в ГС и обоснован выбор технологии, обеспечивающей наибольшую эффективность таких работ.

Основная часть

В работе проанализирована эффективность выполненных повторных ГРП на фонде наклонно-направленных скважин объекта ВК1-3 Каменного ЛУ Красноленинского НГКМ. Результаты анализа по наклонно-направленным скважинам легли в основу создания набора геологических критериев для дальнейшего выбора МсГРП горизонтальных скважин. Для анализа создана база данных, включающая все геологические параметры объекта на дату фактического проведения повторного ГРП. С помощью факторного, частотного, регрессионного и корреляционного прогнозов выполнен ретроспективный статистический анализ всей накопленной информации. Критерии выбора скважин к повторным МсГРП принимались к включению в методику при наличии качественной зависимости между рассматриваемым геологическим параметром и приростом дебитов нефти и жидкости после проведенного ГРП. Всего на примере объекта ВК1-3 Каменного месторождения выделено пять геологических критериев подбора скважин-кандидатов для МсГРП в ГС, принятых для дальнейшего их ранжирования. Установленные критерии с графическим описанием выявленных зависимостей приведены ниже:

1. Пластовое давление на дату проведения ГРП (Рпл), являющееся показателем энергетического состояния залежи на участке осуществления гидроразрыва (рис. 1).
2. Продвижение фронта нагнетания воды (ФНВ) ближайшей нагнетательной скважины на дату ГТМ (рис. 2).
3. Расстояние от подошвы перфорации до водонефтяного контакта (ВНК) (рис. 3).
4. Текущие извлекаемые запасы (рис. 4).
5. Доля снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального (рис. 5).

Далее помимо включенных геологических критериев, перечисленных выше, экспертно были выделены промыслово-технологические критерии подбора кандидатов для повторного МсГРП в ГС:

- дата ввода горизонтальной скважины в добычу;

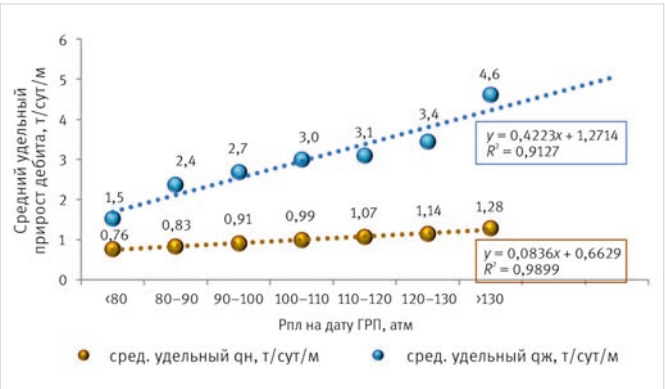


Рис. 1. Зависимость удельного прироста дебитов нефти и жидкости от значения пластового давления
Fig. 1. Specific incremental oil and liquid rates vs. reservoir pressur

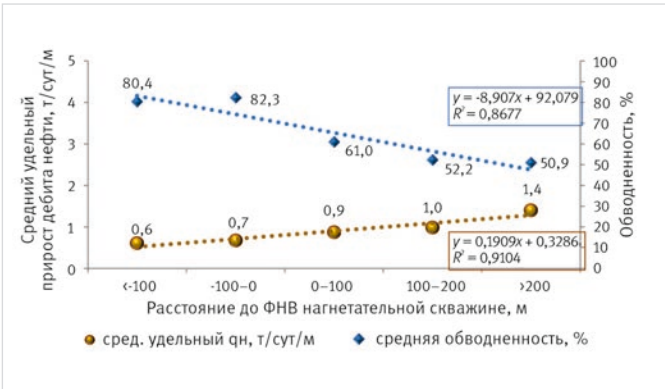


Рис. 2. Зависимость удельного прироста дебита нефти и средней обводненности от продвижения фронта нагнетания воды ближайшей нагнетательной скважины
Fig. 2. Specific incremental oil rates and average water-cut vs. water front advancement from the nearest injection wel

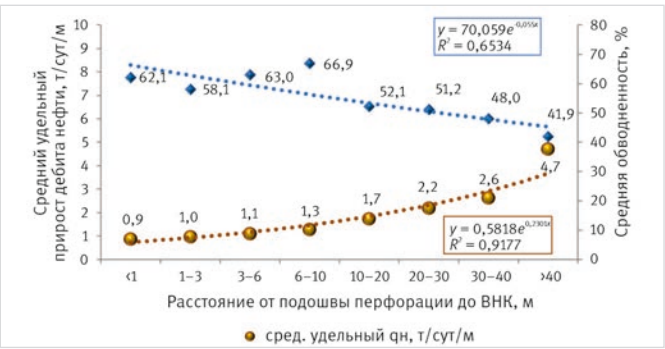


Рис. 3. Зависимость удельного прироста дебитов нефти и обводненности от расстояния от подошвы перфорации до ВНК
Fig. 3. Specific incremental oil rates and water-cut vs. the distance from the lowest-known-oil to the oil-water contact

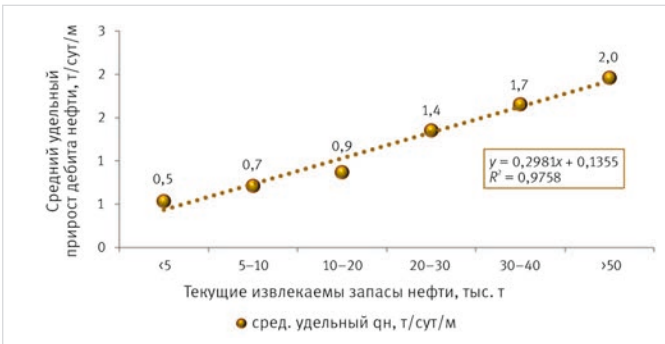


Рис. 4. Зависимость удельного прироста дебитов нефти от значения текущих извлекаемых запасов на скважину
Fig. 4. Specific incremental oil rates vs. current recoverable reserves per well

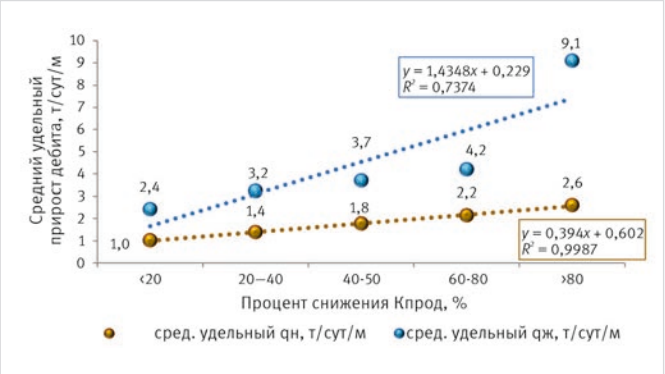


Рис. 5. Зависимость удельного прироста дебитов нефти и жидкости от снижения коэффициента продуктивности скважины относительно максимального
Fig. 5. Specific incremental oil and liquid rates vs. decline of well productivity index compared to the maximum value

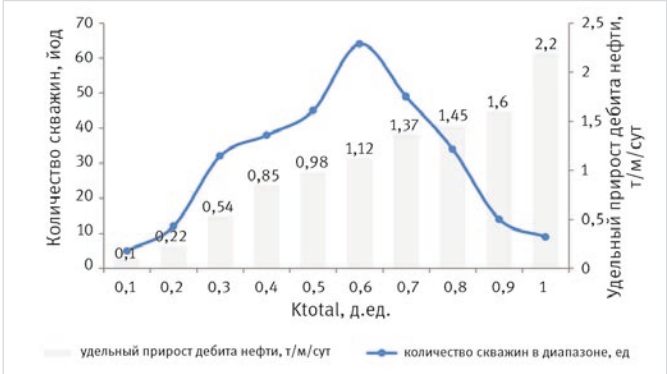


Рис. 7. Подбор весов для каждого геологического критерия
Fig. 7. Selection of weights for each geological criterion

- тип заканчивания горизонтальной скважины;
- количество не стимулированных при первичном МсГРП интервалов по протяжению ствола горизонтального участка;
- удельная масса проппанта, закачанного в каждой стадии в ходе первичного МсГРП.

После формирования полного спектра критериев, включенных в ранжирование скважин, создан инструмент автоматизированного подбора скважин на базе программного обеспечения Microsoft Excel с использованием Visual Basic for Applications (VBA). Инструмент содержит три основных модуля: «Data_GTM», «Критерии_GTM» и «Data».

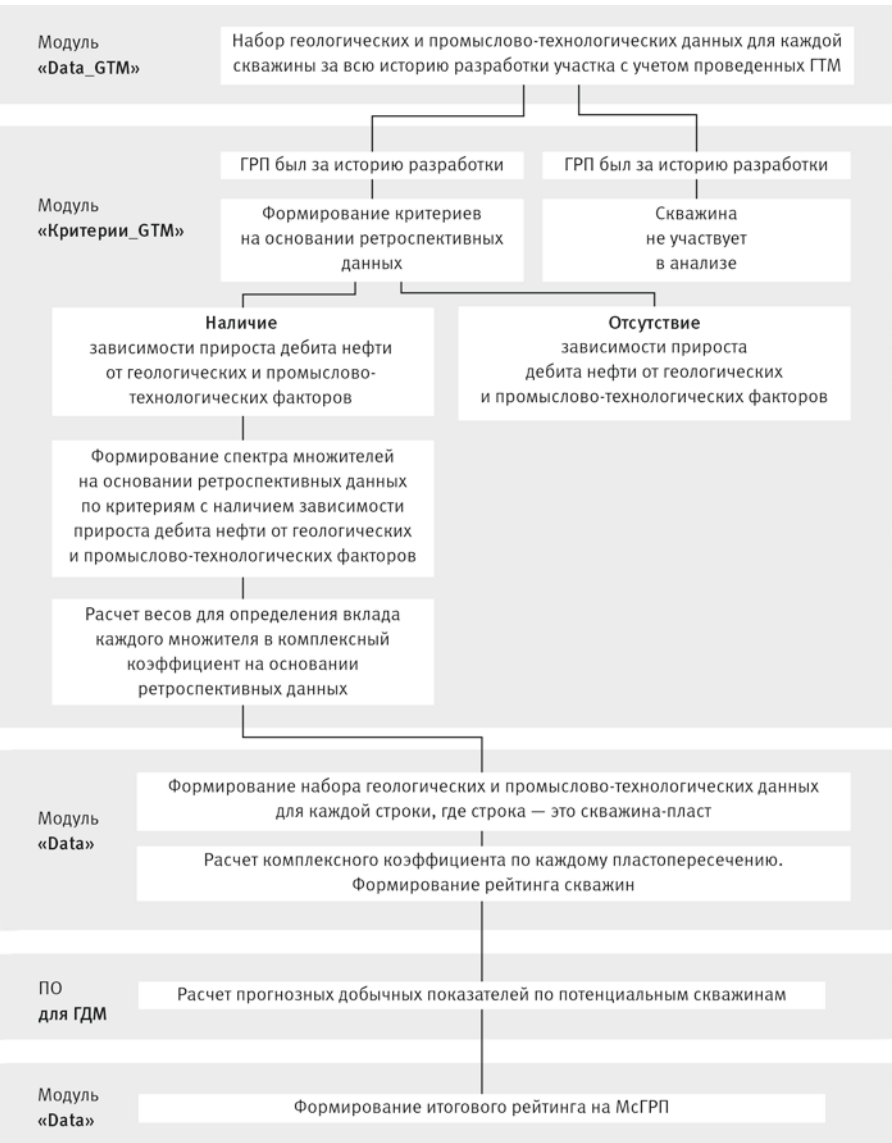


Рис. 6. Алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных МсГРП
Fig. 6. Decision-making algorithm for the selection and ranking of well-candidates for repeated MS-frac

В целом, алгоритм принятия решений по выбору и ранжированию скважин для повторных МсГРП в ГС представлен отдельно по каждому модулю на блок-схеме, приведенной на рисунке 6.

Модуль «Data_GTM» содержит полный набор геологической и промыслово-технологической информации по скважинам, где за историю разработки проведен ГРП. База сформирована с разделением по каждому пластопересечению. Далее после сбора всей информации по проведенным ГРП формируются критерии, описанные выше.

В модуле «Критерии ГТМ» основу алгоритма формирования спектра множителей для выбранных критериев на основании ретроспективных данных составляет теория нечетких множеств. Каждый выделенный критерий задается произвольным множеством X. Нечеткое множество, например A, задается посредством функции принадлежности $\mu A{:}X \rightarrow [0,1]$. Значение $\mu A(X)$ есть число, лежащее между 0 и 1, показывающее степень принадлежности элемента X нечеткому множеству A. Равенство $\mu A(X) = 1$ означает, что X точно принадлежит множеству A, равенство $\mu A(X) = 0$ говорит о том, что X точно не принадлежит множеству A. При этом множество допускает промежуточные степени принадлежности, например, $\mu A(X) = 0{,}5$ и проч. С учетом построенных зависимостей рассчитываются множители для каждого значения параметра ряда X. Множитель описывает влияние данного параметра на критерий оценки эффективности МсГРП и может принимать значения от 0 до 1. Соответственно, чем больше множитель, тем большую эффективность по историческим данным имели ГРП при соответствующем параметре X. Данный инструмент позволяет оцифровать и создать интерполированную шкалу множителей, соответствующих абсолютным значениям геолого-технических параметров по каждой скважине на дату формирования рейтинга.

Ниже в таблицах 1–2 представлены распределения множителей по всем выделенным выше критериям. В расчете множителей для геологических критериев используются уравнения зависимости параметров, полученные в статистическом анализе.

После того, как абсолютным значениям того или иного критерия назначены множители, готовится ретроспективный рейтинг скважин-кандидатов на ГРП. Для этого по каждой скважине в ретроспективной базе ГРП вычисляется сумма произведений множителей и весов по пяти геологическим критериям, заданным в работе:

$$Si = k(1) \times k(2) \times w(2) ... + k(9) \times w(9) \quad (1)$$

где S — сумма произведений множителей и весов; i — порядковый номер скважины в базе ГТМ ГРП; k — множитель; w — вес критерия.

Выполнение расчета коэффициентов проводится для определения вклада каждого геологического критерия в общий рейтинг скважин. На данном этапе вес каждого геологического критерия w приравнивается к единице. По промыслово-технологическим критериям вес также приравнивается к единице в расчете прогнозного рейтинга скважин.

После того, как по каждой скважине определена сумма множителей, находится рейтинг данной скважины относительно остальных для проведения ГРП в историческом прошлом, то есть на дату перед проведением уже выполненного ГРП. Рейтинг определяется значением тестового (ретроспективного) комплексного коэффициента $Ktotal$:

$$Ktotal\ i = \left(S\ i - \frac{MIN}{S} \right) / \left(\frac{MAX}{S} - \frac{MIN}{S} \right) \quad (2)$$

Комплексный коэффициент является общим показателем потенциальной эффективности МсГРП, который учитывает вклад всех влияющих параметров. Он изменяется в диапазоне от 0 до 1, где 0 — это наименьшая потенциальная эффективность проведенного ГРП, 1 — наибольшая потенциальная эффективность, соответственно.

На заключительном этапе работы с ретроспективными данными по ГРП

Табл. 1. Распределение множителей по геологическим критериям для выбора скважин для МсГРП
Tab. 1. Distribution of multipliers according to geological criteria to select well-candidates for MS-frac

Геологические критерии	min									max
Пластовое давление, атм	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160
Множитель, д.ед.	0,5	0,55	0,61	0,66	0,72	0,78	0,83	0,89	0,94	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,68	0,76	0,83	0,91	0,99	1,07	1,14	1,22	1,3	1,37
Фронт нагнетания воды, м	-350	-200	-50	100	250	400	550	700	850	1000
Множитель, д.ед.	0,04	0,15	0,25	0,36	0,47	0,57	0,68	0,79	0,89	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,09	0,35	0,6	0,86	1,11	1,37	1,62	1,88	2,13	2,39
Водонефтяной контакт, м	0,1	0,5	1	3	6	9	10	20	30	40
Множитель, д.ед.	0,32	0,32	0,33	0,37	0,42	0,47	0,49	0,66	0,83	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,82	0,84	0,86	0,95	1,09	1,22	1,27	1,72	2,17	2,62
Текущие извлекаемые запасы, тыс.т	0,1	1	10	20	30	40	50	60	70	80
Множитель, д.ед.	0,16	0,17	0,26	0,37	0,47	0,58	0,68	0,79	0,89	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,45	0,48	0,75	1,05	1,35	1,65	1,96	2,26	2,56	2,86
Коэффициент продуктивности, %	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Множитель, д.ед.	0,33	0,4	0,48	0,55	0,63	0,7	0,78	0,85	0,93	1
Удельный прирост дебита нефти, т/сут/м	0,82	1,01	1,2	1,39	1,58	1,77	1,96	2,15	2,33	2,52

Табл. 2. Распределение множителей по промыслово-технологическим критериям для выбора скважин для МсГРП
Tab. 2. Distribution of multipliers according to field-technological criteria to select well-candidates for MS-frac

Промыслово-технологические критерии	min						max
Дата, лет	1	2	3	4	5	10	15
Множитель, д.ед.	0	0,1	0,3	0,5	0,7	0,9	1
Удельная масса проппанта, т/ст/м	0,3	0,5	0,7	1	1,2	1,4	1,5
Множитель, д.ед.	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Промыслово-технологические критерии	min			max	–	–	–
Заканчивание, тип	Фильтр	Сдвижной FRAC-порт	Разрывная муфта BPS	Обсадная труба/ перфорация	–	–	–
Множитель, д.ед.	0	0,5	0,9	1	–	–	–
Пропущенные интервалы, ед	0	1	2	3	–		
Множитель, д.ед.	0,7	0,8	0,9	1	–	–	–

осуществляется автоматический подбор весов w, в результате чего пересчитываются значения тестового комплексного коэффициента по каждой скважине. Подбор весов осуществляется заданной функцией автоматически до тех пор, пока не получится явно растущий график зависимости выбранного критерия эффективности — удельный прирост дебита нефти от комплексного коэффициента $Ktotal$, а распределение скважин по количеству в группе будет нормальным [3]. Пример подбора весов представлен на рисунке 7.

Далее в модуле «Data» формируется полный набор геологических и промыслово-технологических данных на текущую дату разработки по всем пластопересечениям, вскрытым скважиной и имеющим данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин первичного комплекса исследования в открытом стволе. После корректного определения веса вклада каждого критерия в комплексный коэффициент формируется окончательный расчет рейтинга скважин на МсГРП.

Разработанный инструмент позволяет в автоматическом режиме провести все расчеты, описанные выше, и в цифровом виде определить рейтинг каждой ГС относительно полного списка скважин. Инструмент предусматривает возможность изменения количества и спектра критериев при поступлении новой ретроспективной информации. При использовании выявленных критериев по скважинам проводится заключительный этап работы — подготовка адресных скважин для проведения МсГРП.

Итоги

Апробация предложенного алгоритма и разработанной методики выбора скважин для повторных избирательных МсГРП произведена к 2022 году на 12 скважинах пласта ВК1-3 Каменного месторождения. Итоги реализации МсГРП на скважинах представлены в таблице 3.

Реализованные мероприятия по интенсификации добычи нефти на всех скважинах были успешными как с технологической, так и с экономической точки зрения.

По итогам оценки по всем скважинам достигнуты прогнозные показатели профилей дополнительной добычи нефти. В среднем дополнительная добыча составила 14 тыс. т на скважину, что отвечает критериям успешности и обеспечило сохранение базового уровня добычи нефти на участках реализации рекомендованных МсГРП.

На текущий момент сформирован рейтинг скважин-кандидатов для тиражирования технологии повторных МсГРП в ГС Каменной площади. Рейтинг является гибким и может меняться с учетом ежемесячного обновления данных по всем скважинам месторождения. На сегодня рейтинг сформирован с учетом актуальной геолого-технической информации по месторождению и содержит 14 скважин, планируемых к реализации на 2023–2024 гг.

Выводы

Методика подбора скважин-кандидатов для повторных МсГРП может тиражироваться на участках, разбуренных горизонтальными скважинами, месторождений со схожим геологическим строением.

Литература

1. Аржиловский А.В., Грищенко А.С., Смирнов Д.С., Корниенко С.А., Баисов Р.Р., Овчаров В.В., Зиазев Р.Р. Опыт применения горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта в условиях низкопроницаемых отложений тюменской свиты месторождений ООО «РН-Уватнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 2. С. 74–76.
2. Иванов М.В., Муртазин Р.Р. Сравнение фактических данных по применению многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах и обычного гидравлического разрыва пласта в наклонно-направленных скважинах // Актуальные вопросы современной науки: теория, методология, практика, инноватика. 2020. С. 86–91.
3. Синицына Т.И., Галеев А.А. Методика автоматизированного выбора скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пласта на месторождениях ООО «Харампурнефтегаз» // Нефтяная провинция. 2022. № 4. С. 239–251.
4. Тимонов А.В., Сергейчев А.В., Судеев И.В. Системный подход к выбору геолого-технических мероприятий для оптимизации разработки нефтяных залежей // Нефтяное хозяйство. 2010. № 8. С. 46–49.
5. Павлов В.А., Интегральный способ анализа эффективности результатов проведения геолого-технических мероприятий // Нефтяное хозяйство. 2009. № 6. С. 76–81.

Табл. 3. Фактические запускные параметры по скважинам после МсГРП Каменного месторождения
Tab. 3. Actual startup parameters for wells after the Ms-frac at Kamennoye field

Место-рождение	Условная скважина	Тип заканчивания	Пласт	Запускные параметры				
				Дебит жидкости, м^3/сут	Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Прирост дебита жидкости, м^3/сут	Прирост дебита нефти, т/сут
Каменное	1Г	Цементир	ВК1-3	401	23,5	93	193	11,3
Каменное	2Г	Цементир	ВК1-3	329	22	92	175	11,7
Каменное	3Г	Цементир	ВК1-3	161	21,6	84	87	11,7
Каменное	4Г	Цементир	ВК1-3	153	33,3	74	93	15
Каменное	5Г	BPS	ВК1-3	204	34,1	80	156	16
Каменное	6Г	BPS	ВК1-3	445	33,5	91	343	13,9
Каменное	7Г	BPS	ВК1-3	181	22,7	85	120	11,5
Каменное	8Г	BPS	ВК1-3	169	22,6	84	81	7,9
Каменное	9Г	BPS	ВК1-3	230	17,7	92,3	177	8,8
Каменное	10Г	BPS	ВК1-3	155	20,8	84	90	8,8
Каменное	11Г	BPS	ВК1-3	182	15	90	76	3,5
Каменное	12Г	BPS	ВК1-3	273	22,9	90	206	15,6

Results

The algorithm and the methodology developed for selecting well-candidates for repeated selective MS-fracs were tested in 2022 in 12 wells of VK1-3 reservoir of Kamennoye Field. The results of MS-fracs performed in the wells are given in table 3.

The measures to enhance oil production implemented in all wells turned to be successful both technologically and economically. Analysis showed that the forecast indicators of the incremental oil production profiles were achieved for all wells. The average incremental production amounted to 14 thousand tons per well, which meets the success criteria and ensured maintenance of the baseline oil production in the areas recommended for MS-frac.

At the moment, a rating of well-candidates has been formed for replicating the technology of repeated Ms-frac in horizontal wells of the Kamenny Area. The rating is flexible and can change based on the monthly data update on all wells of the field. As of today, the rating has been formed taking into account the current geological and technical field information and contains 14 wells planned for 2023–2024.

Conclusions

The method of selecting well-candidates for repeated Ms-frac can be replicated in areas covered by horizontal wells and fields with similar geological structure.

References

1. Arzhilovsky A.V., Grishchenko A.S., Smirnov D.S., Kornienko S.A., Baisov R.R., Ovcharov V.V., Ziazev R.R. A case study of drilling horizontal wells with multistage hydraulic fracturing in low-permeable reservoirs of the Tyumen formation at the fields of RN-Uvatneftegas. Oil industry, 2021, issue 2, P. 74–76. (In Russ).
2. Ivanov M.V., Murtazin R.R. Comparison of actual data on the use of multi-stage hydraulic fracturing in horizontal wells and conventional hydraulic fracturing in directional wells. Current issues of modern science: theory, methodology, practice, innovation, 2020, P. 86–91. (In Russ).
3. Sinitsyna T.I., Galeev A.A. Methodology of automated selection of well-candidates for hydraulic fracturing at the Kharampur-neftegaz fields. Neftyanaya Provintsiya, issue 4, P. 239–251.
4. Timonov A.V., Sergejchev A.V., Sudeev I.V., Maltsev V.V., Timonov E.G. A systematic approach to design of well intervention for the oil reservoir development optimization. Oil industry, 2010, issue 8, P. 46–49. (In Russ).
5. Pavlov V.A. A method to analyze well work efficiency from consolidated data. Oil Industry, issue 6, P. 76–81. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Синицына Татьяна Ивановна, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Земцов Юрий Васильевич, доктор технических наук, профессор кафедры РЭНГМ ФГБОУ, «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Sinitsyna Tatyana Ivanovna, head of the production engineering division, “Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia
Corresponding author: tisinitsyna@tnnc.rosneft.ru

Zemtsov Yuri Vasilievich, doctor of technical sciences, professor of the department of oil and gas fields development and operation, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

INTECHOH

10–14 ИЮЛЯ 2023, ТЮМЕНЬ

Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин

04–08 СЕНТЯБРЯ 2023, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ (отель «МАСК»)

Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли

09–13 ОКТЯБРЯ 2023, ТЮМЕНЬ

Кадровый ресурс — потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала

+7 3452 520-958
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Клапан для опрессовки технологических НКТ в процессе проведения РИР (КО-114)

Аннотация

Применение клапана опрессовочного КО-114, предназначенного для опрессовки лифта НКТ и закачки различных технологических жидкостей через него, и проведение РИР позволяет сократить время ремонта и сопутствующие затраты.

Ключевые слова

клапан опрессовочный, ремонтно-изоляционные работы, насосно-компрессорные трубы, свабирование, циркуляционные отверстия

В настоящее время при подготовке скважин к проведению ремонтно-изоляционных работ (РИР) опрессовка насосно-компрессорных труб (НКТ) производится по технологии установки опрессовочных узлов через каждые 2 000 метров при спуске технологического инструмента. После спуска НКТ на глубину 2 000 метров происходит опрессовка лифта НКТ на давление 20,0–25,0 МПа с последующим извлечением опрессовочной вставки из опресовочного узла с использованием канатной техники, а зачастую в связи с аномально низкими пластовыми давлениями (АНПД) перед извлечением приходится снижать уровень жидкости в НКТ методом свабирования.

После проведения анализа работ по РИР в нефтедобывающих компаниях можно сделать вывод, что большое количество времени и сопутствующих затрат уделяется на подготовительные работы, а именно опрессовке и извлечению опрессовочных вставок с привлечением сваба, кроме того, бывают простои бригады КРС в ожидании канатной техники, нередко возникают осложнения. С целью снижения данных затрат нашей компанией был разработан клапан опрессовочный КО-114, предназначенный для опрессовки лифта НКТ и закачки различных технологических жидкостей через циркуляционные отверстия клапана и проведение самого РИР.

Основные преимущества клапана:

- не требуется привлечение канатной техники для извлечения опрессовочных вставок;
- давление, необходимое для открытия циркуляционных отверстий, меньше давления опрессовки НКТ;
- отсутствие рисков при извлечении опрессовочных вставок на скважинах с АНПД.

На рисунках 1–5 показан один из примеров применения клапана: порядок работы с опрессовочным клапаном КО-114 и разбуриваемого пакера-ритейнера с последующим проведением РИР.

Производится монтаж посадочного инструмента с разбуриваемым пакером-ритейнером. Над посадочным инструментом монтируется опрессовочный клапан КО-114. Компоновка спускается на технологических трубах НКТ на заданную глубину, при необходимости спуск производится с поинтервальной опрессовкой НКТ. При достижении заданной глубины производится опрессовка НКТ на расчетное давление (рис. 1).

После опрессовки и снятия давления в трубном пространстве в НКТ вбрасывается инициирующая штанга, которая при достижении клапанного узла открывает

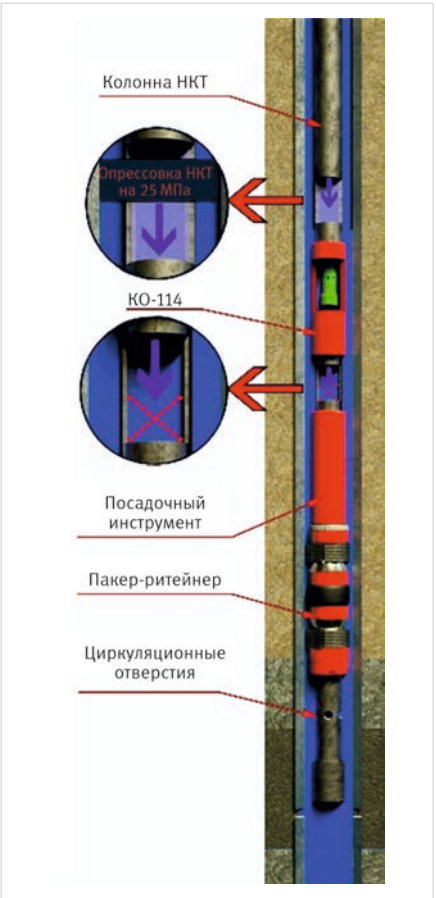


Рис. 1. Опрессовка НКТ

Рис. 2. Открытие клапана, посадка пакера

Технические характеристики:

Наружный диаметр, не более, мм	114
Перепад давления, необходимый для открытия клапана с бросовым ломом, Мпа	10–15
Максимальное давление опрессовки, Мпа	35
• максимальное наружнее давление, МПа	35
• максимальное внутреннее давление, Мпа	40
Страгивающая нагрузка резьбовых соединений клапана, тс	28
Присоединительная резьба по ГОСТ 633-80, мм	73
Длина, не более, мм	1 500
Масса, не более, кг	50

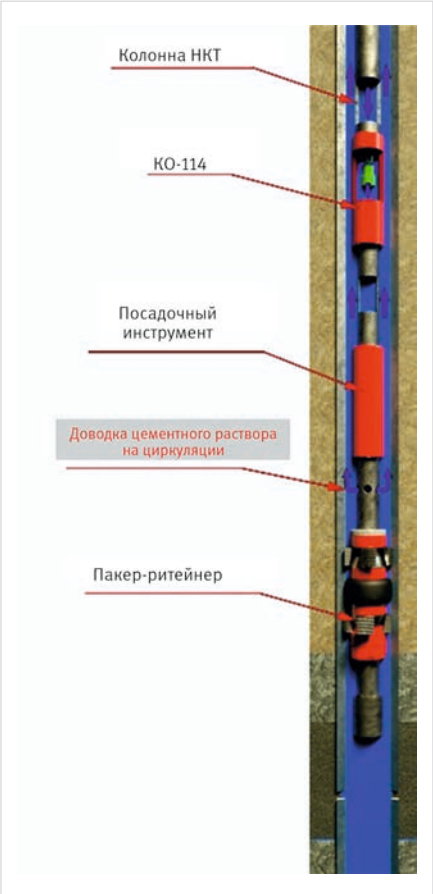


Рис. 3. Доводка цементного раствора

Рис. 4. Закачка цементного раствора под пакер

Рис. 5. Подъем инструмента

сообщение в подклапанное пространство. Созданием давления в НКТ происходит полное открытие клапана, при этом происходит посадка разбуриваемого пакера-ритейнера (рис. 2).

Производятся подготовительные работы и РИР подпакерной зоны тампонажным материалом. Закачка тампонажного раствора с доводкой до пакера может производиться непосредственно как на циркуляции при поднятых циркуляционных отверстиях над пакером, так и сразу в подпакерную зону (рис. 3).

По окончании доводки тампонажного раствора до пакерной зоны разгрузкой инструмента циркуляционные отверстия опускаются под пакер. Производится продавка технологической жидкостью тампонажного раствора под пакер (рис. 4).

Подъемом технологических НКТ с посадочным инструментом подпакерное пространство герметично закрывается заглушкой. Обратной промывкой производится срезка остатков тампонажного раствора. Производится полный подъем инструмента. Скважину оставляют на ОЗЦ (рис. 5).

По окончании работ посадочный инструмент с клапаном поднимается из скважины. После ревизии оборудование готово для поведения работ на следующей скважине. При необходимости, по окончании ОЗЦ, производится разбуривание пакера до необходимого интервала.

Применение данного оборудования позволило значительно сократить время на подготовительные работы и снизить затраты на КРС. За период 2021–2022 гг. проведено не менее двухсот скважино-операций с успешностью 97 %.

Тридцать лет преодолеваем бездорожье вместе

Веселов Н.Б.
Заслуженный машиностроитель РФ,
первый заместитель генерального директора ООО НПО «Транспорт»

От технического состояния инфраструктуры крупных компаний ТЭК во многом зависит финансовая стабильность бизнеса и экономическая безопасность обширных территорий, поэтому наличие надежной снегоболотной техники при выполнении планово-предупредительных работах на трубопроводах в сложных природно-климатических условиях позволяет обеспечивать возможность качественного их выполнения в кратчайшие сроки и избежать рисков серьезных аварий и техногенных катастроф.
На сегодняшний день научно-производственное объединение «Транспорт» (ООО НПО «Транспорт») является одним из ведущих предприятий в стране по разработке и производству снегоболотоходной техники гражданского назначения, пройдя за тридцать три года большой путь от вузовской лаборатории до полноценного промышленного предприятия.

Снегоболотоход гусеничный ТТМ-3903ГР

Двухзвенный гусеничный плавающий снегоболотоход ТТМ-4902 «Руслан»

Сотрудничество с Главтранснефтью Министерства нефтяной промышленности СССР (позднее АК «Транснефть») началось осенью 1982 г. по инициативе А.П. Ермакова — главного инженера Верхневолжского управления магистральных нефтепроводов. Первой задачей, которая была поставлена перед предприятием главным инженером Главтранснефть В.Х. Галюком, стала разработка средств и методов повышения проходимости землеройной техники при проведении планово-предупредительных и аварийно-восстановительных работ на магистральных нефтепроводах в условиях труднопроходимой местности.

Задача была решена — и в 1985 г. первая самоходная технологическая (ремонтная) платформа СТПр-6901 (в настоящее время ТТМ-6901) грузоподъемностью 10 т была изготовлена для Управления верхневолжскими магистральными нефтепроводами.

В течение нескольких последующих лет были спроектированы другие модификации этой машины: с бурильно-крановой установкой, гидроманипулятором, трассоочистителем, кусторезом, передвижной насосной установкой, нефтесборщик и самосвальная установка.

Новым этапом сотрудничества между разработчиками, предприятиями-изготовителями и Главтранснефтью, стало создание транспортно-технологической машины ТТМ-3901, причем при подготовке технического задания были объединены интересы сразу четырех предприятий: «Верхневолжскнефтепровода», «Центрсибнефтепровода», «Северных магистральных нефтепроводов», «Сибнефтепровода».

Сегодня более 200 машин успешно работают в дочерних обществах ПАО «Транснефть»:

- легкие одиночные модели ТТМ-39 «Тайга» — грузопассажирские, пассажирские, с буровой установкой, со сварочным оборудованием, технической помощью, с крано-манипуляторной установкой, с пожарным оборудованием, топливозаправщик;
- тяжелый ТТМ-69 «Антей» на пневмотраках грузоподъемностью 8,5 т на плаву и 10 т по бездорожью;
- особое место в семействе вездеходной техники НПО «Транспорт» занимает двухзвенный снегоболотоход ТТМ-4902 «Руслан» грузоподъемностью

4 т, созданный для выполнения транспортно-технологических задач в особо тяжелых природных условиях. Уникальная проходимость обеспечивается за счет: применения схемы с двумя ведущими звеньями, возможности тягово-сцепного устройства складывания звеньев (в горизонтальной и вертикальной плоскости) и раздельной блокировки межбортовых и межзвеньевых дифференциалов. Двухзвенный гусеничный плавающий снегоболотоход ТТМ-4902 «Руслан» поставляется в следующих комплектациях: грузопассажирский, пассажирский, техническая помощь, с гидроподъемной установкой — ТТМ-4902ГП, с крано-манипуляторной установкой, с бурильно-крановой установкой, с аварийно-спасательным модулем;

- одной из значимых разработок было создание лыжно-гусеничного снегохода ТТМ-1901 с отапливаемой кабиной (вместимость — 2+2 человека, грузоподъемность прицепа 300 кг, максимальная скорость 65 км/ч). При удельном давлении 0,06 кг/см^2 снегоход уверенно преодолевает снега любой глубины залегания. Машина имеет подогреватель двигателя, автономный отопитель салона — и все это обеспечивает уверенную возможность эксплуатации при температурах воздуха при минус 50 °С. ТТМ-1901 может рассматриваться как машина быстрого реагирования, машина обходчика. Снегоход участвовал в параде Победы на Красной площади 9 мая 2018 г.

На базе тяжелого плавающего снегоболотохода ТТМ-6901 был организован серийный выпуск передвижных насосных установок типа ПНУ-2 (или аналог), машин с экскаваторными установками с полноповоротным ковшом, гидроманипулятором с грузовым моментом 27 тм и машина ТТМ-6901 нефтесборщик.

В октябре 2019 г. закончились испытания гусеничного плавающего самосвала ТТМ-6901ГС с объемом кузова 8 м^3, грузоподъемностью на плаву 7 т. Куратором данной работы от ПАО «Транснефть» было ОАО «Верхняя Волга». Первая партия ТТМ-6901ГС была поставлена в ПАО «Транснефть» в 2018 г.

Данная машина не имеет аналогов ни в нашей стране, ни за рубежом.

К новейшим разработкам можно отнести и ТТМ-5906 — это уникальный многофункциональный плавающий снегоболотоход, грузоподъемностью 6 т — имеет двигатель мощностью 320 л.с. Бесступенчатый механизм поворота позволяет устанавливать на него различное технологическое оборудование.

Удобное и понятное управление, прекрасно организованное свободное пространство, высокие кресла и трехточечные ремни безопасности делают поездку комфортной даже по пересеченной местности.

Кроме базовых пассажирских и грузопассажирских модификаций снегоболотоходы ТТМ-5906 поставляются с буровой установкой, с бурильно-крановой установкой, со сварочным оборудованием, технической помощью, с крано-манипуляторной установкой, с гидроподъемником, с пожарным оборудованием, топливозаправщиком.

Все поставляемые транспортно-технологические машины включены в Реестр российской промышленной продукции Минпромторга как продукция, произведенная на территории РФ, сертифицированы на соответствие техническим стандартам таможенного союза, а само предприятие сертифицировано по требованиям ИСО-9001. Все поставляемые машины прошли сложную процедуру отбора на соответствие техническим требованиям ПАО «Транснефть» и включены в Реестр основных видов продукции (реестр ОВП ПАО «Транснефть»).

От имени НПО «Транспорт» поздравляем многотысячный коллектив ПАО «Транснефть» с тридцатилетним юбилеем и желаем успехов в преодолении всех проблем и трудностей, возникающих не только со стороны природы.

Плавающий снегоболотоход ТТМ-6901ГС

Гусеничный плавающий снегоболотоход ТТМ-5906ГР

ООО НПО «Транспорт»
603950, Россия, г. Н. Новгород,
ГСП-138, проезд Восточный, д. 11
тел./факс: +7 (831) 269-65-15,
269-65-16
market@nzttm.ru
www.nzttm.ru

Азотные компрессорные станции ТГА

Наиболее результативным решением проблемы повышения нефтеотдачи пластов является применение третичных газовых методов, к которым относится метод вытеснения азотом. Азот — один из самых распространенных газов на планете Земля. Основным его свойством, используемым в технологических процессах, является инертность. В концентрациях начиная с 90 % азот предотвращает возгорание. Именно благодаря этому своему свойству он получил широкое распространение для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности в различных технологических процессах.

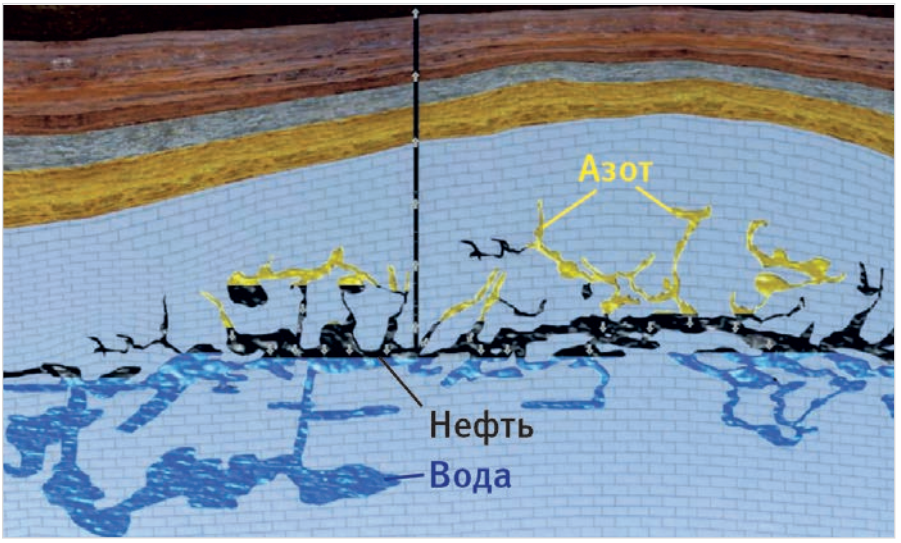


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

Повышение продуктивности скважин достигается путем подачи газообразного азота под высоким давлением. Азот поднимается вверх по трещинам и за счет увеличения пластовой энергии оттесняет вниз заблокировавшую ствол скважины воду. Обеспечивается заполнение освобождающихся от воды коллекторов нефтью — и снова открывается доступ нефти к стволу скважины. Добыча возобновляется, нефтеотдача пласта повышается в пределах от 35 до 75 % (рис. 1).

Газообразный азот применяется также при выполнении таких операций, как капитальный ремонт скважин, опрессовка скважин, бурение на депрессии, освоение скважин после ГРП, консервация и расконсервация скважин и др. Оптимальное мобильное решение задачи получения газообразного азота из атмосферного воздуха непосредственно на нефтяных скважинах и других объектах, требующих подачи азота высокого давления, — азотные станции серии ТГА. Передвижная азотная компрессорная станция доставляется к объекту и запускается в работу (рис. 2).

Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха

Краснодарский компрессорный завод производит широкую линию моделей передвижных азотных станций серии ТГА, способных обеспечивать на выходе высококонцентрированный азот (до 99 %) под давлением до 630 атмосфер с производительностью до 30 нм^3/мин. Максимальная концентрация азота на выходе зависит от модификации станции и колеблется в диапазоне от 90 до 99 %. Подходящая модель и модификация азотной станции подбираются под задачи, которые требуется решать. При этом заказчик имеет возможность приобрести новую азотную компрессорную станцию в собственность для постоянного использования или взять в аренду вместе с профессиональным экипажем для решения оперативных задач. Для удобства перемещения станций ТГА предусмотрено несколько типов их исполнения: на салазках, на прицепе, на шасси. Тип подбирается в зависимости от расположения объектов, сроков эксплуатации станции на каждом из них и других факторов.

На сегодняшний день самой востребованной в нефтедобыче является инновационная азотная станция модели ТГА-10/251 с концентрацией азота на выходе 95 % (рис. 3).

Рис. 3. Инновационная азотная станция модели ТГА-10/251

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

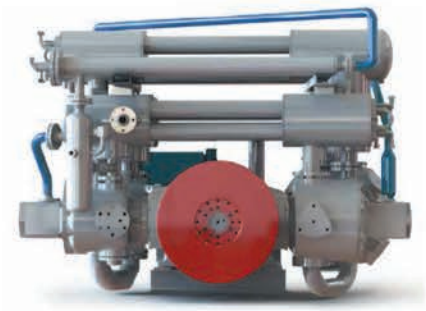
Серия ТГА
Давление до **630** бар
Азот **99** %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

- Вырабатывает азот высокого давления из атмосферного воздуха
- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

- Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А
+7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

www.kkzav.ru

Герметизация проходов трубопроводов с помощью регулируемого уплотнителя кольцевого пространства АктивРинг*

При проходе нефтяных, газовых и других трубопроводов через технологические колодцы необходима гидроизоляция как стенок колодца, так и зазоров в месте непосредственного прохода рабочей трубы через стенку. Через плохо загерметизированный проход грунтовые воды проникают в колодец и наносят ущерб оборудованию внутри колодца, затрудняют или делают невозможным его обслуживание и ремонт.

Труба может проходить как через закладную гильзу в стенке колодца (зазор «Гильза-труба»), так и непосредственно через отверстие, выполненное алмазной коронкой (зазор «Стена-труба») (рис. 1).

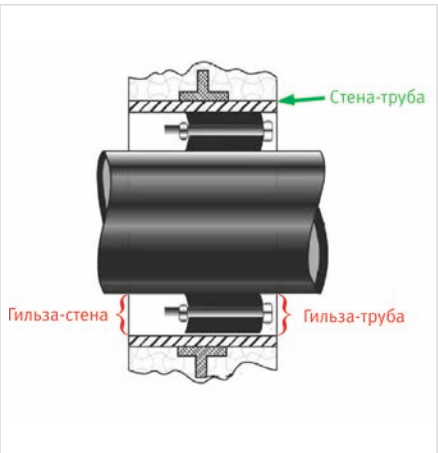


Рис. 1. Зазоры при проходе трубы через стенку

В обоих случаях герметизация зазоров осуществляется уплотнителями кольцевого пространства АктивРинг.

Зазор «Гильза-стена» герметизируется гидроворотником марки АР.

Общие недостатки применения традиционных материалов (каболка, пены и герметики, цементная смесь) для герметизации проходов труб:

- недолговечность, со временем слеживаются, теряют первоначальные объем и упругость, каждый весенне-осенний период, как правило, возникает необходимость работ по предотвращению течей;
- не выдерживают давления более 2 бар, выдавливаются из отверстия, протекают;
- впитывают влагу;
- плохо компенсируют вибрационные и другие эксплуатационные нагрузки на трубы (гидроудары, изменения температуры), из-за чего в уплотнении появляются зазоры, трещины, через которые просачивается влага;
- в случае появления течи неремонтнопригодны, требуется очистка межтрубного пространства и полная замена материалов.

Звеньевой плотнитель АктивРинг состоит из набора упругих элементов (звеньев), соединенных болтом с гайкой через две прижимные пластины (рис. 2).

Рис. 2. Устройство звеньевого уплотнителя АктивРинг

Упругие элементы выполнены из специально подобранной полимерной композиции.

Основные свойства материала упругого элемента:

- долговременная упругость — способность длительное время оказывать постоянное давление на поверхность трубы, гильзы или отверстия;
- минимальная остаточная деформация после снятия деформирующей нагрузки.

Материал допускает использование его в воде, слабоконцентрированных кислотах и щелочах, растворах в воде масел, топлива, других нефтепродуктов.

Уплотнитель подходит для труб из различных материалов (сталь, полимеры), различных конструкций труб (гладких, гофрированных, многослойных), а также для одиночных кабелей диаметром от 25 мм.

При последовательном затягивании болтов прижимные пластины давят на торцы упругих элементов, толщина последних увеличивается, межтрубное пространство заполняется материалом упругих элементов, зазор уплотняется, и проход трубы становится герметичным.

Основные характеристики звеньевого уплотнителя АктивРинг:

- диапазон диаметров рабочих труб 21,5–3 000 мм;
- диапазон уплотняемых зазоров при однослойном применении 10– 165 мм.

При многослойном применении: толщина и длина элементов, промежуточная гильза подбираются под любой заданный размер зазора.

Для облегчения подбора для различных сочетаний диаметров труб и проходов ООО «АПС» производит 26 типоразмеров уплотнителя АктивРинг.

Герметичность — рабочая до 2 бар, давление выдавливания — до 6 бар.

Термостойкость — рабочая -40...+80 °С, кратковременно — до +110 °С.

Крепеж — оцинкованный и нержавеющий.

Области применения — везде, где труба или кабель входит в здания, резервуары и прочие сооружения или выходит из них.

Простой, быстрый и чистый монтаж, устанавливается как при новом монтаже коммуникаций, так и на уже смонтированные трубы и кабели.

Для комплексной герметизации прохода труб через строительные конструкции уплотнитель АктивРинг применяется в составе узла герметизации АктивРинг (рис. 3).

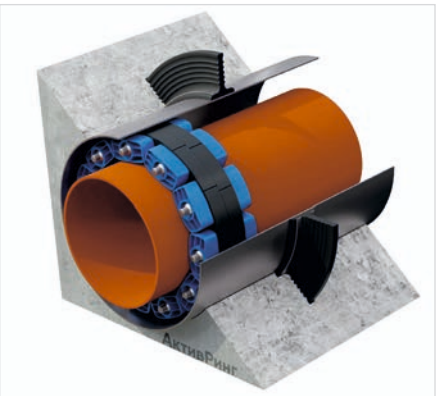


Рис. 3. Звеньевой уплотнитель АктивРинг в составе узла герметизации АктивРинг

ООО «АПС» на собственной оснастке производит в Санкт-Петербурге опорно-направляющие кольца, герметизирующие манжеты, уплотнители кольцевых пространств АктивРинг, гидроизолирующие воротники, многокабельные проходки.

Продукция продвигается и продается под собственной торговой маркой «АктивРинг».

Не подлежит обязательной сертификации (отказное письмо).

На продукцию выдается паспорт качества.

Гарантия на продукцию — 5 лет при соблюдении требований по монтажу, температурных и других условий эксплуатации.

Срок службы не менее 20 лет.

+7 (812) 602-06-17
info@activpiter.ru
www.aktivring.ru

*АктивРинг — зарегистрированная торговая марка.

Актив Питер Строй

СИНТЕЗ НДТ

www.syntezNDT.ru

ПЕРЕНОСНЫЕ РЕНТГЕНОВСКИЕ АППАРАТЫ ПОСТОЯННОГО ПОТЕНЦИАЛА ДЛЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЯ

РПД-150 С, РПД-160 С, РПД-180 С, РПД-200 С, РПД-250 С (НАПРАВЛЕННЫЕ)
РПД-180 СП, РПД-200 СП, РПД 250 СП (ПАНОРАМНЫЕ)
РПД-180 ИС, РПД-250 ИС (ТОРЦЕВЫЕ)

РПД-150 С

РПД-160 С

КОМПЛЕКТ ПОСТАВКИ:

Излучатель
Блок питания и управления
Пульт дистанционного управления
Сигнальная лампа
Комплект кабелей
Транспортные футляры

РПД-180 СВП

РПД-200 С

ДОПОЛНИТЕЛЬНО:

Система радиоуправления
Штатив
Аккумуляторный блок
Приспособления для крепления
Тележка

СИСТЕМА РАДИО УПРАВЛЕНИЯ

РПД-250 С

ООО «СИНТЕЗ НДТ»
Санкт-Петербург, Россия
Телефон: +7 812 448 18 49
Эл.почта: info@ndt.spb.ru

Клуб противодействия отраслевым аферистам

«КоммерЦЪ»: разбираемся в ошибках заземления

Грибанов А.С., технический директор, ГК «Бипрон»
Белов Д.А., коммерческий директор, ГК «Бипрон»

Уважаемые соратники и друзья нашего Клуба! Банальное утверждение о том, что грамотное проектирование и монтаж системы заземления являются важным аспектом безопасности и гарантом эффективной работы в течение всего периода эксплуатации объекта, совсем не ново. Но многолетний опыт работы предприятий ГК «Бипрон» вновь и вновь выявляет примеры «хождения по граблям» в этом, казалось бы, элементарном вопросе.

Ошибки в расчете или создании заземляющего устройства (ЗУ) могут иметь серьезные и даже пагубные последствия, включая поражение электрическим током людей и животных, повреждение дорогостоящего оборудования и прочие негативные результаты. Основной посыл нашей встречи: обмен опытом и формирование профессионального убеждения: «Недопустимо устанавливать заземлитель без предварительного расчета и проверки!».

Защита от последствий ударов молнии и коротких замыканий

Система заземления надежно отводит токи, вызванные прямыми ударами молнии, их вторичными факторами* и короткими замыканиями, обеспечивая приемлемые уровни контактных и шаговых напряжений, не вызывая недопустимых токов или напряжений в оборудовании.

Эти системы обеспечивают безопасность чувствительного электронного оборудования. Токи короткого замыкания и разряды молнии на ЗУ могут вызвать большую разность потенциалов между любыми двумя точками защитного контура, что может стать источником опасных перенапряжений. В результате которых вторичные цепи и микропроцессоры выходят из строя.

Заземление воздушных линий электропередач (ВЛ)

Согласно ПУЭ на опорах ВЛ должно быть предусмотрено ЗУ для повторного заземления, защиты от грозовых перенапряжений и заземления установленного на ней электрооборудования. Сопротивление контура заземления не должно превышать 30 Ом. Арматура на металлических столбах и конструкциях, а также железобетонных элементов столбов должна быть подключена к PEN-проводникам. На железобетонных опорах PEN-проводник обязательно соединен с железобетонной опорой и арматурой подрамника опоры. Крюки и штыри на деревянных опорах ВЛ и изолированные несущие провода, подвешенные к металлическим и железобетонным опорам, не заземляются, за исключением крюков и штырей на опорах, где предусмотрено повторное заземление и защита от атмосферного давления.

Заземлители в традиционной технологии состоят, как правило, из круглых стальных предварительно оцинкованных (или омедненных) электродов диаметром 14–16 мм и длиной 2,5÷5 м, соединенных между собой стальной оцинкованной (или омедненной) полосой. Срок службы таких заземлителей, уложенных в слабо коррозионно-активных грунтах, составляет 10–15 лет. Искусственные заземлители не подлежат окраске (за исключением антикоррозийного покрытия подземных соединений — сварных швов).

В последнее время среди проектов ЗУ на опорах ВЛ можно встретить заземление опор по замкнутому контуру по периметру опоры (рис. 1). Данное проектное решение не безопасно, так как не учитывает возникновение электромагнитной индукции в контуре заземления. В данном случае сам контур ЗУ играет роль катушки индуктивности, а опора ВЛ — его сердечник. При подобной схеме за счет появления электродвижущей силы (ЭДС), возникшей при ударе молнии или ином высоковольтном разряде, в контуре ЗУ появляется обратный ток, который создаст перенапряжение на изоляторах опоры.

Ошибки подобного рода встречаются и при проектировании по замкнутому принципу контура заземления ветрогенераторов (рис. 2).

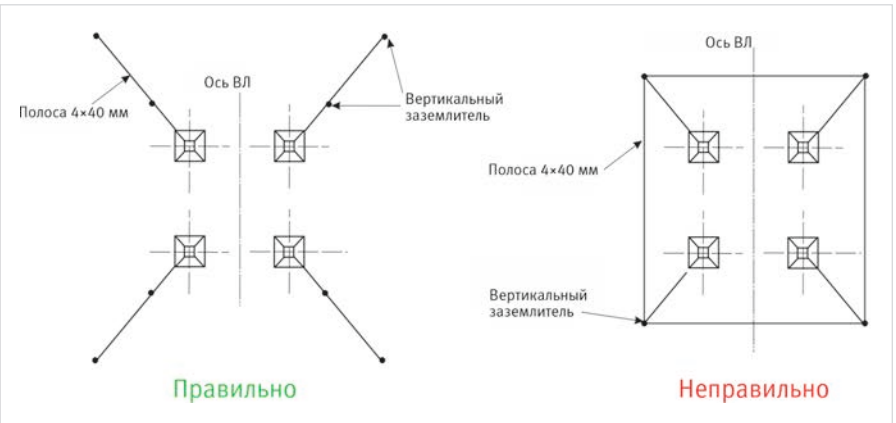


Рис. 1. Заземление опоры ВЛ

Заземление трансформаторных подстанций (ТП)

Для передачи электроэнергии на большие расстояния используется высокое напряжение. Как правило, к потребителю приходит линия 6(10) кВ, а трансформаторная подстанция предназначена для понижения напряжения до 0,4 кВ.

Вкратце рассмотрим заземление таких подстанций, обратив особое внимание на внешний контур заземления.

Внешний контур заземления подстанции чаще всего состоит из замкнутого контура, состоящего из горизонтального заземлителя и N-го числа вертикальных электродов. Горизонтальные электроды изготавливаются из стальных (чаще оцинкованных) полос сечением не менее 4×40 мм.

Общее сопротивление ЗУ должно быть не более 4 Ом.

В данном случае полоса прокладывается по периметру объекта на расстоянии 1 м от ТП, что связано как с выравниванием электрического потенциала, так и с уменьшением шагового потенциала. Расстановка же вертикальных электродов может быть в рамке периметра вокруг корпуса подстанции или на выносном контуре вне ее, что зависит от количества вертикальных заземлителей, определяемого расчетом.

Частыми ошибками при проектировании ТП являются:

- отсутствие замеров удельного сопротивления грунта и геологических изысканий в месте установки ТП;
- слишком частая установка вертикальных заземлителей без корректировки этого в расчете введением поправочных коэффициентов. Необходимо напомнить, что оптимальное расстояние между вертикальными заземлителями составляет 2,2 длины электрода (примерно 2L).

На внутреннем контуре заземления ТП останавливаться не будем, так как в своей массе проблемы при его проектировании уже решены.

Заземление в новостройках и домах, построенных до 1998 года

В новостройках проблемы с заземлением, как правило, отсутствуют, однако в старых домах, построенных до 1998 г., жильцы должны сами осуществлять мероприятия по заземлению квартир. Для того чтобы сделать заземление своими руками, необходимо знать, какая система заземления применена и используется в доме.

По классификации ПУЭ существует несколько видов систем ЗУ: TN-S — имеет отдельный провод для заземления и нейтраль, которая заземляется в системе с переменным током; TN-C — «земля» и «ноль» представлены одним проводом, есть нейтраль. Такая система используется в старых домах; TT — прямое защитное заземление электрооборудования; IT — заземление корпуса электрооборудования через сопротивление

* «КоммерЦЪ»: Молниезащита по-новому. Изучаем опыт – создаем инновации» // «НЕФТЕГАЗ ЭКСПО» 2023. № 25. С.84–85. URL: http://eg25.prompages.ru

либо с помощью полной изоляции токоведущих проводников.

Схема подключения заземления в квартире может включать следующую маркировку: PE — «заземление», PEN — рабочий «ноль» и «заземление» в одном проводнике. Еще до монтажа заземления это необходимо выяснить. Если используется система TN–C–S, то в распределительном щитке будет пятижильный кабель — три «фазы», «ноль» и «заземление».

Сейчас люди стали чаще задумываться над вопросом: «Какой провод нужен для заземления и зачем, вообще, делать заземление в квартире (доме)?».

Выбор провода для монтажа заземления

В первую очередь необходимо выбрать медный провод для заземления. Безопасность электропроводки в целом зависит от того, какой провод для заземления будет использоваться в системе. Сечение провода для заземления в установках с напряжением до 1 000 В должно быть не менее 16 мм^2, а для установки выше 1 кВ — не менее 25 мм^2. Если токовая нагрузка на проводник не превышает 10 А, сечение провода может составлять 25 мм^2. Для среднестатистической квартиры, оснащенной современным бытовым оборудованием, для заземления подойдет марка провода ПуГВ с изоляцией желто-зеленого цвета.

Также можно использовать трехжильный медный провод, например ПВС 3×1,5, одна жила которого предназначена для заземления (рис. 3). Такой провод часто используется для организации электроснабжения в квартире и выдерживает токовую нагрузку до 16 А. Для жилья с меньшей нагрузкой на сеть (до 10 А) подойдет провод ПВС с тремя жилами (желто-зеленой «землей») и сечением 1,0 мм^2, а для большей нагрузки (до 25 А) — медный провод ПВС с тремя жилами с сечением 2,5 мм^2.

Требования безопасности к заземлению и распространенная ошибка

Правила предписывают перед началом работ отключить электропитание на объекте!

Распространенная ошибка при монтаже «бытового» заземления: присоединение провода к батарее отопления либо к стояку холодной воды. Требования к защитному заземлению категорически запрещают осуществлять такую операцию, поскольку, прикоснувшись к «заземленной батарее», вполне вероятно получить удар током. Заземление обязательно проводится способом выведения провода (-ов) на клемму заземления в распределительный щиток и правильного подключения.

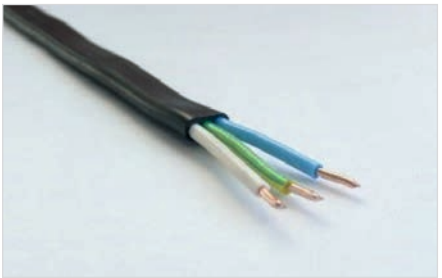


Рис. 3. Трехжильный медный провод

Подключение провода заземления к распределительному щитку

Выбранный кабель (провод) прокладывается в квартире и выводится к щитку. Если в помещении нет распределительного щитка и устройства защитного отключения (УЗО), то необходимо установить их, желательно в зоне наилучшей доступности (например, внутри квартиры у входной двери). Кабель подключается следующим образом: желто-зеленый провод присоединяется к шине заземления в нижнем правом углу щитка; синий (ноль) — к нулевой шине или, если установлено УЗО, на клемму «N»; коричневый — «фаза» (L) — подключается к клемме «2». После этого необходимо попросить электриков ЖКХ отключить питание на стояке и присоединить провода к щитку на лестничной площадке таким же образом, как и к квартирному щитку.

Подводя итог сегодняшней встрече нашего Клуба, сформулируем некоторые основные, возможно, даже категоричные, рекомендации:

- никогда не приступайте к проектированию контура заземления без произведённых должным образом изысканий. Например, песчаный грунт имеет разность в удельном сопротивлении от 800 до 1500 Ом·м — разница почти двойная.
- нельзя производить монтаж заземления без измерения сопротивления ЗУ измерительным прибором;
- не осуществляйте объединение в главном распределительном щите нулевого и заземляющего проводников;
- ни в одной электроустановке нельзя использовать «землю» как «ноль». Часто это происходит из-за несоблюдения маркировки проводов. В идеале должно быть так: Коричневый — «фаза», Синий — «ноль», Желто-зеленый — «земля»;
- категорически нельзя использовать в качестве заземления какую-либо металлическую конструкцию, а также пресловутые «батареи, трубы, ведра...». Во-первых — это не заземление! Во-вторых, заземление проверяется не мультиметром от разницы потенциалов между заземляющим проводником и фазой. То, что прибор показал 220 V — не говорит о заземлении. «Земля» проверяется специальным прибором для измерения сопротивления грунта (земли);
- рекомендуется избегать применение системы TT без УЗО;
- в системе TN не осуществляйте присоединение заземляющего проводника к PEN проводнику в щите внутри дома (если дом запитан от ВЛ), подключение нулевого рабочего — N и нулевого защитного — PE проводников под один контактный зажим;
- используйте модули ввода-вывода только с гальванической развязкой;
- в качестве соединительного проводника используйте медный кабель вместо алюминиевого или стального;
- не применяйте длинных проводов, провод заземления должен быть по возможности прямым и коротким. Если провод заземления не может быть коротким или если по конструктивным соображениям необходимо заземлить две части гальванически связанной системы в разных точках, то эти системы нужно разделить с помощью гальванической развязок;
- следите, чтобы при монтаже системы заземления случайно не образовался замкнутый контур;
- цепи, изолированные гальванически, нужно заземлять, чтобы избежать накопления статических зарядов;
- экспериментируйте и пользуйтесь приборами для оценки качества заземления;
- цепи с существенно различающейся мощностью следует заземлять группами, в каждой группе — блоки с примерно равной мощностью;
- главное — строго соблюдайте требования нормативных документов, предъявляемых к заземлителям, заземляющим проводникам и устройствам.

Специалисты ГК «Бипрон» всегда готовы оказать поддержку и предоставить профессиональные консультации при проектировании и монтаже контура заземления, а также предложить лучшие технические решения и оборудование собственного отечественного производства.

Желаем всем плодотворного сотрудничества во благо нашей Родины!

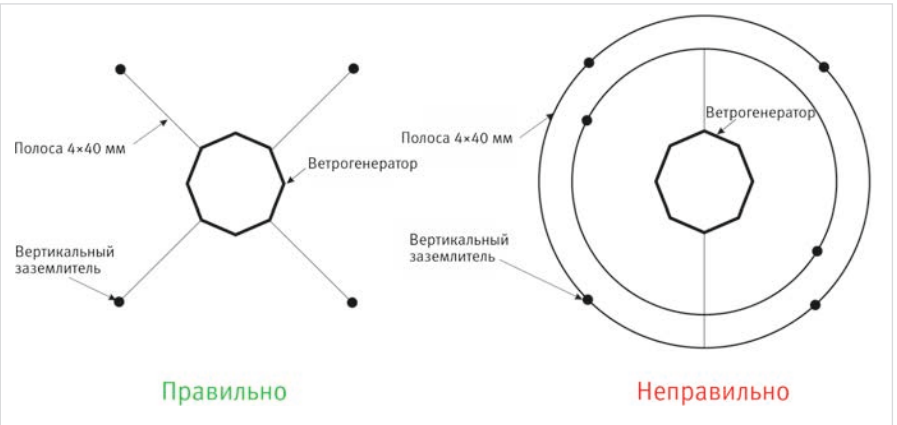


Рис. 2. Заземление ветрогенератора

Бипрон
инновационные технологии электрозащиты

ГК «БИПРОН»
141591, Московская обл.,
Солнечногорский район,
дер. Бережки, промзона, стр. 26

+7 (495) 988-19-16,
+7 (906) 722-25-50

sales@bipron.com
www.Бипрон.рф

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-38-44 УДК 621.3 I Научная статья

Современные методы мониторинга и технического диагностирования электрических машин

Завидей В.И.[1], **Путилова И.В.**[2], **Старшинов В.А.**[2]
[1]ВНИИТФ-ВЭИ, Москва, Россия, [2]ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», Москва, Россия
zavideyvi@mail.ru

Аннотация
В статье приведен анализ и выбор подходов к построению системы мониторинга и оценки технического состояния мощных электрических машин, основанных на многопараметрических методах и методе Парка. Приведены практические примеры применения многопараметрических средств на асинхронных двигателях и трансформаторах с использованием модифицированного тепловизионного метода для повышения распознаваемости дефектов. Отмечена роль подготовки и обучения персонала энергетических предприятий в освоении новых методов в области контроля состояния электротехнического оборудования.

Материалы и методы
Решение проблемы обнаружения и повышения вероятности распознавания дефектов на асинхронных двигателях достигается за счет применения двухстадийности процесса мониторинга, при котором на работающем двигателе проводится контроль напряжения и токов, обработка данных методом Парка с использованием тепловизионного метода контроля состояния оборудования. На второй стадии (на отключенном двигателе) при наличии признаков дефекта проводится многопараметрический контроль обмоток статора и ротора по известной методологии.

Ключевые слова
асинхронные двигатели, статор, ротор, мониторинг, многопараметрические методы контроля, метод анализа векторов Парка, термографический метод, виброконтроль

Для цитирования
Завидей В.И., Путилова И.В., Старшинов В.А. Современные методы мониторинга и технического диагностирования электрических машин // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 4. С. 38–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-38-44

Поступила в редакцию: 19.05.2023

UDC 621.3 I Original Paper

Modern methods of monitoring and technical diagnostics of electrical machines

Zavidey V.I.[1], **Putilova I.V.**[2], **Starshinov V.A.**[2]
[1]VNIITF-VEI, Moscow, Russia, [2]Moscow power engineering institute, Moscow, Russia
zavideyvi@mail.ru

Abstract
The article provides an analysis and selection of approaches to the construction of a system for monitoring and assessing the technical condition of powerful electric machines based on multiparameter methods and the Park method. Practical examples of the use of multiparameter tools on induction motors and transformers using a modified thermal imaging method to increase the recognition of defects are given. The role of training and education of personnel of energy enterprises in the development of new methods in the field of monitoring the state of electrical equipment is noted.

Materials and methods
The solution of the problem of detecting and increasing the probability of recognizing defects on induction motors is achieved through the use of a two-stage monitoring process, in which voltage and currents are monitored on a running engine, data processing by the Park method using a thermal imaging method for monitoring the condition of equipment. At the second stage (on a disconnected motor), if there are signs of a defect, a multiparameter control of the stator and rotor windings is carried out according to a known methodology.

Keywords
asynchronous motors, stator, rotor, monitoring, multiparameter control methods, Park vector analysis method, thermographic method, vibration control

For citation
Zavidey V.I., Putilova I.V., Starshinov V.A. Modern methods of monitoring and technical diagnostics of electrical machines. Exposition Oil Gas, 2023, issue 4, P. 38–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-4-38-44

Received: 19.05.2023

Введение

Актуальность статьи связана с острой необходимостью в теоретическом обосновании и практической разработке селективных методов диагностирования сложных внутренних повреждений мощных высоковольтных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором, являющихся одним из главных элементов ответственных механизмов всех технологических процессов в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК) и других отраслях промышленности. Как правило, спецификой работы высоковольтных асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором в ТЭК, нефтегазовом секторе на стадии добычи, переработки и транспортировании ресурсов являются тяжелые условия пуска питательных насосов, мельниц, дробилок, дымососов, дутьевых вентиляторов и другого вспомогательного оборудования.

Отказы асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором на тепловых электростанциях могут приводить к снижению уровня выработки электроэнергии или отключению энергоблока. При этом, несмотря на тяжелые и порой необратимые последствия от подобного повреждения, обусловленного возникновением дефектов в короткозамкнутой обмотке ротора асинхронных двигателей, защит от данного повреждения не существует, и выявляется оно только в период капитального ремонта. Обрыв стержня ротора вызывает несимметрию роторных цепей, на начальной стадии носит скрытый характер и является причиной развития более опасных аварийных режимов. Отсутствие апробированных технических средств диагностики данного вида повреждения прежде всего связано с недоработкой математического описания процессов в асинхронных двигателях с короткозамкнутым ротором при возникновении дефектов в обмотке ротора.

Объектом анализа являются системы контроля наиболее распространенных высоковольтных асинхронных электродвигателей переменного тока с короткозамкнутым ротором.

Цели статьи: проведение сопоставительного анализа существующих методов, средств мониторинга и систем контроля асинхронных машин, адекватно отображающих физические процессы при возникновении повреждений в элементах конструкции, а также в обмотке статора и ротора; анализ и выбор подходов к построению системы мониторинга и оценки технического состояния мощных электрических машин.

Для достижения поставленных целей применялся анализ теоретических и практических методов исследования. К ним можно отнести как теорию электрических машин и применение численных методов, так и практическое применение методов исследования на действующем оборудовании.

Системы мониторинга и технического диагностирования электрических машин и аппаратов

Асинхронные электрические двигатели широко применяются во многих отраслях экономики. Синхронными и асинхронными электроприводами потребляется более половины электроэнергии, производимой в мире. Мощными электродвигателями оснащены главные циркуляционные насосы ТЭС и АЭС, прокатные станы и др. От надежности их функционирования зависит безопасность работы энергетических установок и других систем. В этой связи решение проблемы мониторинга и технической диагностики электродвигателей является актуальной задачей.

В настоящее время поддержание эксплуатационной надежности электрических машин осуществляется методами диагностики в отключенном состоянии. Тестовое диагностирование — основной вид выявления дефектов электрооборудования в отечественной энергетике. Оно определило сложившуюся структуру технического обслуживания и ремонта по регламенту. Несмотря на то, что технические решения по созданию систем мониторинга электрических машин существуют, на сегодня эффективность их практического применения доказана частично [1, 2].

В создании систем мониторинга сформировалось два основных направления. Одно из них связано с прямым получением как можно более подробной информации о состоянии параметров важных подсистем электрической машины (рис. 1).

В данной системе мониторинга предлагается проводить контроль тока статорной обмотки и его последующий спектральный анализ, а также контроль уровня вибрации и температуры корпуса и подшипников. Кроме того, внутренними датчиками, установленными в статор, проводится контроль асимметрии положения ротора. Контроль состояния изоляции производится по частичным разрядам, а температурный режим активной стали

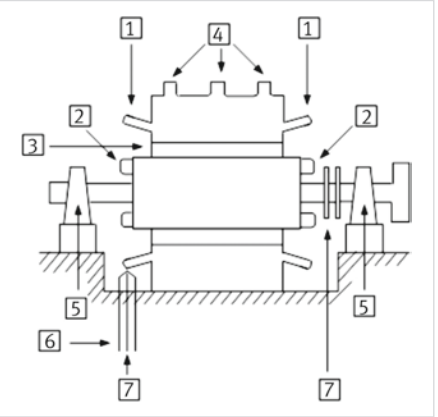


Рис. 1. Обобщенная схема системы мониторинга: 1 — контроль частичных разрядов в обмотке статора; 2 — контроль изоляции и наличия КЗ в обмотке статора; 3 — контроль воздушного зазора между ротором и статором; 4 — контроль вибрации магнитопровода статора; 5 — контроль вибрации подшипников ротора; 6 — контроль асимметрии машины по спектрам тока и мощности; 7 — мониторинг технологических параметров машин

Fig. 1. Generalized scheme of the monitoring system: 1 – control of partial discharges in the stator winding; 2 – control of insulation and the presence of short circuit in the stator winding; 3 – control of the air gap between the rotor and the stator; 4 – control of the vibration of the stator magnetic circuit; 5 – vibration control of rotor bearings; 6 – control of the asymmetry of the machine by the spectra of current and power; 7 – monitoring of technological parameters of machines

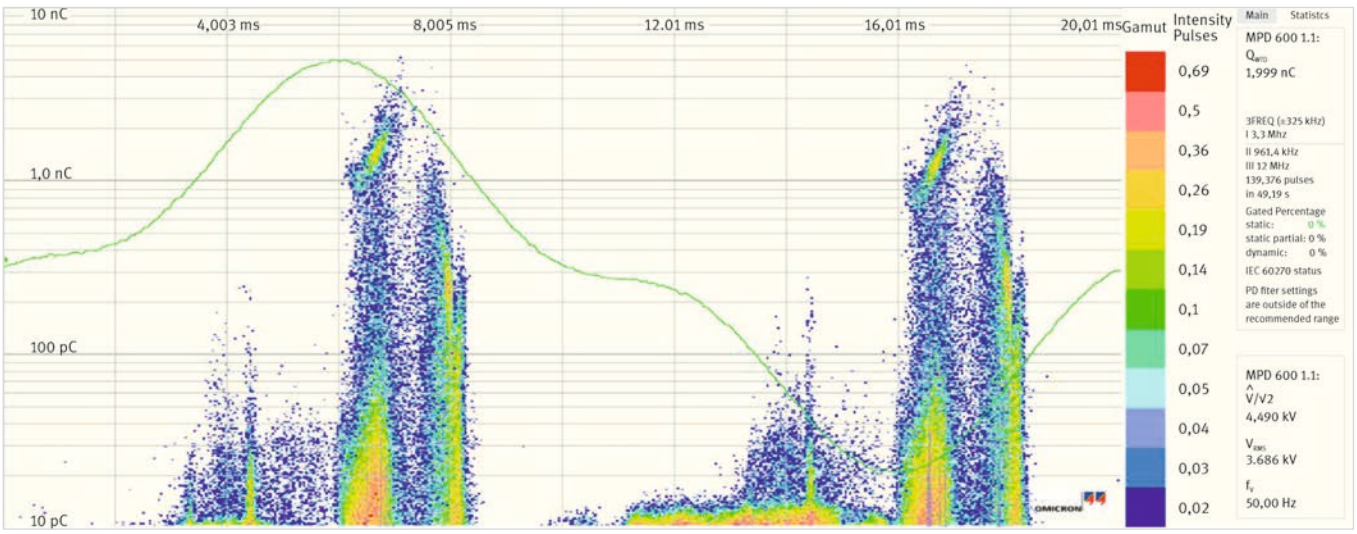


Рис. 2. Панорама разрядных явлений, зафиксированная системой контроля частичных разрядов MPD-600 при высоковольтных испытаниях нового асинхронного электродвигателя типа А-310 с заторможенным ротором при номинальном напряжении от сети в пределах периода рабочего напряжения

Fig. 2. Panorama of discharge phenomena recorded by the MPD-600 partial discharge monitoring system during highvoltage tests of a new A-310 type asynchronous electric motor with a locked rotor at rated mains voltage within the operating voltage period

и обмоток — с помощью термодатчиков, установленных в статорной обмотке. В последнее время на мощных турбогенераторах систему мониторинга дополняют температурными датчиками, установленными на сливных коллекторах охлаждения обмоток статора. Есть примеры установки датчиков вибраций на выводных и соединительных шинах статорной обмотки.

Достаточно очевидно, что такой подход требует установки многочисленных датчиков, а при их значительном количестве возрастает вероятность их выхода из строя и снижения надежности контроля. В системе REMM предложена установка более 30 чувствительных элементов в конструкцию двигателя, и это не предел, поэтому подобные технические решения можно рассматривать только на стадии проектирования двигателя. Из-за громоздкости, сложности систем подобного типа их применение целесообразно на мощных турбо- и гидрогенераторах. Включение в систему мониторинга подсистемы контроля частичных разрядов не всегда представляется рациональным из-за слабой помехоустойчивости этих подсистем, особенно в условиях повышенного электромагнитного фона. На рисунке 2 показана панорама разрядных явлений, зафиксированная при высоковольтных испытаниях нового асинхронного двигателя ГЦН с рабочим напряжением 6,3 кВ.

Фиксируемый уровень частичных разрядов в изоляции статорной обмотки достигал практически предельного значения порядка 8nC при линейном напряжении 4,5 кВ. Подобный результат был обусловлен проникновением сетевой помехи в канал контроля частичных разрядов. По этой причине введение в систему мониторинга канала контроля уровня частичных разрядов, по убеждению авторов, может рассматриваться исключительно в качестве дополнительного информационного канала. Системы мониторинга подобного типа в единичном и усеченном исполнении нашли применение на мощных турбо- и гидрогенераторах.

Другое направление в области создания систем мониторинга основано на предположении, что информация о состоянии всех подсистем электрической машины заложена в токе его статорной обмотки. Метод нашел свое отражение в ГОСТ ISO 20958-2015 [3] и известен под названием сигнатурного анализа электрических сигналов потребляемого тока, напряжения питания и мощности электродвигателя. Статорная обмотка работающего двигателя является неким универсальным «датчиком» состояния цепей питания машины и других ее подсистем, в том числе и механических узлов. Информационными сигналами служат питающее напряжение и потребляемые токи, которые модулируются самим двигателем в работе под нагрузкой и формируют выходной сигнал в виде спектра гармоник тока статора. Нарушения в работе двигателя могут быть обнаружены по составляющим гармоникам потребляемого тока. Речь идет не только о нарушениях в электрической части обмоток, но и о механических неисправностях, которые вызывают характерные спектральные изменения в потребляемом токе.

Методам спектрального анализа потребляемого электродвигателем тока, а также методу анализа векторов Парка тока статорных обмоток посвящены работы ряда отечественных и зарубежных авторов [5–9]. Согласно доступным данным, сигнатурный анализ позволяет выявлять в работающем электродвигателе ряд серьезных дефектов и неисправностей.

Для выявления развивающихся дефектов роторных машин заводом «ВИБРАТОР» освоен выпуск системы диагностики роторных машин (СДРМ) [4]. В системе использована методика, в основу которой положена математическая модель, описывающая идеальную роторную машину и систему, в которой она работает. Как и в реальной роторной машине, в математической модели входными величинами являются напряжения, а выходными — токи. В процессе моделирования сравниваются измеренный и рассчитанный спектры тока. По их разнице делается вывод о степени дефекта. Чем больше различие при сравнении параметров, тем более отчетливо проявляется дефект. Более подробная информация о дефектах может быть получена при анализе дополнительных параметров. Механические дефекты выявляются по изменению параметров математической модели. Таким образом, данная технология чувствительна не только к электрическим дефектам, но также и к механическим. По сведениям производителя, система СДРМ предназначена для:

- анализа электрических и механических параметров роторной машины;
- обнаружения и отслеживания развития различных дефектов.

В процессе работы СДРМ измеренные параметры двигателя сравниваются с параметрами опорной модели, полученными в ходе обучения математической модели устройства. Если параметры значительно отличаются друг от друга, то система указывает на наличие в ней неисправностей или дефектов. Чем выше это отличие, чем дольше оно продолжается и чем больше отличающихся контролируемых параметров, тем выше степень и серьезность развития дефекта. Согласно заявленным возможностям, СДРМ обнаруживает:

- ослабленное крепление опор;
- разбалансировку ротора;
- нарушение сцепления двигателя с приводными механизмами;
- дефекты подшипников;
- дефекты элементов трансмиссии/приводного оборудования;
- дефекты ротора и обмотки статора;
- дефекты контактных соединений.

Параметры, измеряемые и рассчитываемые системой:

- фазное напряжение;
- потребляемый ток;
- активная мощность.

К основным электрическим и механическим параметрам, при превышении которых принимается решение об отключении электрической машины, относят:

Табл. 1. Частотные диапазоны параметров электродвигателя
Tab. 1. Frequency ranges of the electric motor parameters

Параметр, ρ	Минимум частоты, Гц	Максимум частоты, Гц
M1 — состояние контактов	0,00	8,54
M2 — несоосность соединений	8,54	26,86
M3 — частота питающей сети	26,86	43,95
M4 — балансировка ротора	43,95	57,37
M5 — балансировка нагрузки	57,37	70,80
M6 — обмотка статора	70,80	96,44
M7 — подшипники двигателя	96,44	108,64
M8 — 3-я гармоника	108,64	141,60
M9 — подшипники нагрузки	141,60	158,69
M10 — 4-я гармоника	158,69	168,46
M11 — крепление двигателя	168,46	191,65
M12 — 6-я гармоника	191,65	499,27

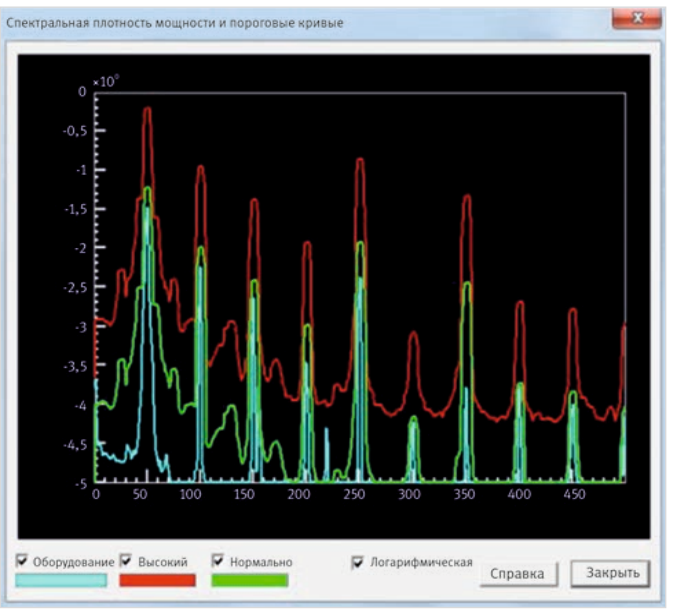


Рис. 3. Огибающие частотного спектра плотности мощности двигателя по результатам мониторинга. Огибающая спектра, обозначенная красным цветом, — предельно допустимый уровень
Fig. 3. Envelopes of the frequency spectrum of the engine power density based on the results of monitoring. The envelope of the spectrum, marked in red – the maximum allowable level

- работу с повышенной нагрузкой, снижение КПД и перегрев двигателя;
- повышенный пусковой ток;
- вибрации;
- повышенный уровень температуры узлов двигателя.

В техническом описании системы приведен перечень возможных дефектов, обнаруживаемых системой, но отсутствуют сведения, каким образом они соотносятся с наблюдаемым спектром мощности гармоник. Отклонения этих параметров выше уровня огибающей спектра мощности рассматриваются как наличие повреждения. Каждой полосе частот приписаны функциональные элементы электрической машины (табл. 1).

Достаточно очевидно, что при наличии скольжения вала положение гармоник изменяется по частоте, что требует расширения полосы окна анализа, и тогда чувствительность к распознаванию дефектов снижается. Различные по природе механические и электрические дефекты могут генерировать близкие гармоники, что не позволяет отделить их друг от друга. К таким причинам можно отнести:

- качество питающего напряжения (дисбаланс напряжения между фазами или недопустимый уровень высокочастотных гармоник);
- дефекты литья вала и ротора;
- дефекты обмоток и систем возбуждения;
- повреждение или обрыв статорных обмоток и стержней ротора;
- дефекты подшипников;
- эксцентриситет ротора;
- неправильную установку и перекос торцевых крышек электродвигателя;
- нарушение центровки между электродвигателем и ведомым агрегатом;
- изменение жесткости креплений электродвигателя к фундаменту.

В сегодняшней отечественной практике работы, посвященные вопросам контроля состояния, мониторинга и диагностики двигателей методом спектрального анализа потребляемого тока, практически отсутствуют.

Все изменения электрических параметров обмоток и изоляции ведут к увеличению потерь, повышению температуры. Достаточно очевидно, что различные причины могут приводить к интегральным изменениям спектральных параметров. Проблемным звеном в успешном применении систем является интерпретация полученных данных. Отсутствие таких наработок и является основным препятствием внедрения систем мониторинга и диагностики в практику.

Проведенные эксперименты, направленные на идентификацию дефекта короткого замыкания статорной обмотки синхронного двигателя, показали следующее:

- амплитуды спектра тока на боковых частотах любой нечетной гармоники имеют различные значения и между собой могут отличаться на порядок и более;
- амплитуды спектра боковых частот уменьшаются с ростом частоты нечетной гармоники;
- величина амплитуд боковых спектральных составляющих диагностических частот увеличивается примерно пропорционально степени короткого замыкания. При этом чем большее число витков обмотки подвергается короткому замыканию, тем на более ранней стадии развития обнаруживается дефект.

Определение спектральных составляющих тока от ослабления крепления или обрывов стержней ротора показало, что:

- амплитуды спектра тока на боковых частотах первой гармоники имеют существенные изменения от обрыва стержней ротора, а на боковых частотах гармоник большего порядка быстро уменьшаются;
- величина амплитуд боковых спектральных составляющих диагностических частот возрастает с увеличением числа оборванных стержней ротора, но закономерности их изменения выявить не удалось;
- при малых нагрузках на валу, когда коэффициент скольжения ротора стремится к нулю, дефекты обрыва обмотки ротора не определяются.

При определении составляющих спектра тока от износа подшипников обнаружено следующее:

- дефекты дорожек колец и тел качения в виде отдельных сколов, раковин, вмятин методом спектрального анализа спектра тока идентифицируются слабо;
- дефекты износа тел качения, если они приводят к увеличению люфта подшипника, хорошо идентифицируется методом спектрального анализа спектра тока на диагностических частотах;
- амплитуда составляющих спектра тока воздушного зазора или эксцентриситета идентифицируется в диапазоне частот от 200 до 1 500 Гц, их значения в каждом поддиапазоне могут отличаться на несколько порядков. Идентификацию наличия и развития дефекта эксцентриситета наиболее целесообразно проводить на поддиапазонах в пределах от 500 до 1 200 Гц, где изменение амплитуд наибольшее по величине и интенсивности;
- при оценке степени развития эксцентриситета, как динамического, так и статического, следует учитывать возможность влияния на него других дефектов: короткозамкнутых витков статора, обрывов стержней ротора, несоосности валов и качества питания электродвигателя;
- при расчете значений диагностических частот эксцентриситета требуется более высокая точность в определении величины скольжения ротора, поскольку ошибки в ее оценке влияют на чувствительность обнаружения эксцентриситета.

Спектральные составляющие тока от несоосности валов, ослабления крепления станины, колебаний ротора показывают, что идентифицировать дефект подобных вибраций не представляется возможным. Дефект автоколебаний ротора в подшипниках является частным случаем общего износа подшипника (люфта) с той же оценкой величины амплитуд спектральных составляющих тока.

Проведенные экспериментальные исследования асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором указывают на принципиальную возможность оценки ряда дефектов или неисправностей и позволяют оценить их пороговые значения обнаружения. Однако в части интерпретации данных спектрального анализа энергетического спектра по току статора еще предстоит немалая работа. В качестве иллюстрации на рисунке 3 приведен вид экрана монитора, по которому принимается решение о выводе двигателя из работы.

Определение дефектов, как правило, возлагается на последующее техническое диагностирование двигателя в отключенном состоянии и применение так называемых дополнительных — «многопараметрических» методов контроля [6, 10]. Наиболее эффективными с точки зрения полноты данных представляются подходы, связанные с одновременным получением возможно более полной информации о наличии дефектов на отключенном двигателе и в работе. Корреляция статических и динамических данных испытаний дает возможность оценить реальное техническое состояние двигателя и дать надежный прогноз его работоспособности. Среди систем подобного назначения, в которых реализованы эти возможности, можно выделить анализатор цепей двигателей (MCE) и систему динамического анализа (DMA), производимых корпорацией PdMA.

Особенности предлагаемой методологии построения системы мониторинга и технической диагностики апробированы авторами статьи как на синхронных и асинхронных электродвигателях, так и силовых трансформаторах. Методология состоит в построении двухуровневой системы мониторинга, которая оптимально сочетает упреждающие действия персонала до возникновения повреждения оборудования и в случае обнаружения конкретных неисправностей.

1-й уровень в данной системе — контроль параметров двигателя в работе и получение предварительных данных. Производится контроль параметров токов и напряжений в работе двигателя. При этом определяются следующие показатели:

- спектральный состав питающего напряжения, тока и мощности, уровень нелинейных искажений, мгновенная нагрузка;
- температурный режим корпуса статора, подшипников и привода.

На основании этих измерений делаются выводы:

- о качестве питающего напряжения;
- о наличии и уровне нечетных боковых гармоник, связанных с дефектами обмоток статора и ротора.

До отключения двигателя проводится вибрационный и тепловой контроль состояния корпусных, подшипниковых и приводных элементов. Тепловой контроль подсистем проводится тепловизионным методом. При наличии превышений пороговых уровней спектральных, температурных и вибрационных параметров контроля электродвигатель выводится из работы.

2-й уровень. Контроль параметров на отключенном оборудовании для сопоставимости результатов измерений производится в автоматическом режиме по всем фазам и параметрам. Контроль выполняется по параметрам, значения которых строго регламентированы предельными уровнями. Данные контроля по всем фазам выводятся на монитор. Сопоставление параметров производится между фазами или тождественным параметрам объекта сравнения. Оперативный анализ полученных данных позволяет с вероятностью 90–95 % определить характер дефекта, степень опасности, а также его развитие и место расположения.

В качестве примера ниже представлены данные контроля асинхронного электродвигателя масляного насоса турбины 4АМ-225М-4У2 55 кВт, 0,4 кВ зав. № 12451. Контроль параметров проводился удаленно из помещения КРУ в автоматическом режиме по фазам без отключения кабеля (рис. 4). Длина кабеля электропитания — 75 м. При включении двигателя срабатывала система мониторинга в виде защиты. Причина неисправности определялась по шести параметрам.

Выводы о наличии дефекта в виде замыкания витков статорной обмотки принимались по различию фазовых сдвигов и частотному параметру (табл. 2). Процедура контроля параметров и оценки технического состояния двигателя не превышала 7 минут. При этом одновременно было обнаружено и ухудшение состояния изоляции подводящего кабеля электропитания.

В качестве сравнения в таблице 3 приведены параметры исправного асинхронного двигателя 4АОВ-400-4У3 Р = 500 кВт, U = 6,3 кВ конденсатного насоса турбины при дистанционном контроле из помещения КРУ 6–12Б. Длина кабеля питания ~ 70 м.

Одним из несомненных достоинств подобной двухуровневой системы мониторинга и определения технического состояния, а также и конкретных неисправностей электродвигателей является наличие четких критериев параметров контроля. Одни из них следуют из существующей нормативной документации («Объемы и нормы испытаний оборудования»). Другие, такие как фазовый и частотный критерии браковки, еще не нашли своего отражения в нормативной документации, но с учетом высокой информативности их, по-видимому, следует вводить на отраслевом уровне. К подобным параметрам можно отнести индекс поляризации и значения тангенса потерь, определенные методами низкочастотной диэлектрической спектроскопии и усовершенствованным тепловизионным методом контроля [6, 10], позволяющими судить о возникновении в электродвигателе повреждений, росте тепловых потерь и ускоренном старении изоляции с последующим повреждением.

В последнее время появилась информация о теоретических работах по созданию системы мониторинга асинхронных электрических двигателей, в которой использован подход, основанный на анализе расширенного вектора Парка тока статора [11, 12]. Детальный анализ параметров контроля и соответствующий алгоритм обработки измеряемых сигналов позволяют обнаруживать распространенные повреждения электродвигателя.

Анализ данных измерений питающего напряжения и тока совместно с алгоритмом обработки векторов Парка и его спектрального анализа потенциально позволяет оценить состояние источника электропитания и основные его характеристики — дисбаланс напряжений между фазами, неисправность частотно-регулируемого привода, уровень гармонических искажений, асимметрию в цепи статора из-за коротких замыканий и естественного старения обмоток, асимметрию в цепи ротора из-за замкнутых или сломанных стержней, эксцентриситет ротора из-за изгиба вала, несоосность оси двигателя и нагрузки, ослабление фундамента, наличие незакрепленных или разорванных болтовых соединений, наличие механических проблем в системе приводов. Вместе с тем к настоящему времени отсутствует обоснованная методология интерпретации спектральных параметров вектора Парка и их связь с различными видами дефектов. Последнее требует применения дополнительных методов контроля, что повышает вероятность обнаружения неисправности при наличии неопределенности в интерпретации спектров вектора Парка в электродвигателе, что иллюстрируется применением тепловизионного контроля (рис. 5).

Табл. 2. Значения контролируемых электрических параметров электродвигателя 4АМ-225М-4У2 55 кВт
Tab. 2. Values of controlled electrical parameters of the electric motor 4AM-225M-4U2 55 kW

Параметры	Данные контроля		
Фазы	A-B	A-C	B-C
Сопротивление активное, Ro, Ом	0,186	0,189	0,183
Комплексное сопротивление, Z, Ом	23	25	24
Фазовый сдвиг, φ, град	73°	71°	65°
Индуктивность, L, мГн	4	5	4
Отношение Ток /частота, I/F, %	-44	-42	-50
Сопротивление изоляции, Ri, Мом	31	31	31

Заключение: (витковое замыкание и ухудшение изоляции на землю).
Дефект статорной обмотки

Табл. 3. Асинхронный двигатель 4АОВ-400-4У3 Р=500 кВт
Tab. 3. Asynchronous motor 4AOV-400-4U3 R=500 kW

Наименование параметров	Значения параметров		
Фазы	A-B	A-C	B-C
Сопротивление, R, Ом	1,35	1,36	1,36
Комплексное сопротивление, Z, Ом	218	219	220
Фазовый сдвиг, φ, град	83°	84°	83°
Индуктивность, L, мГн	14	14	14
Отношение Ток /частота, I/F, %	-44	-43	-43
Сопротивление изоляции, Ri, Мом	≥99	≥99	≥99

Заключение: все параметры находятся в пределах нормы.
Двигатель в исправном состоянии.

Рис.4. Дистанционный контроль асинхронного двигателя из помещения КРУ
Fig.4. Remote control of an asynchronous motor from the switchgear room

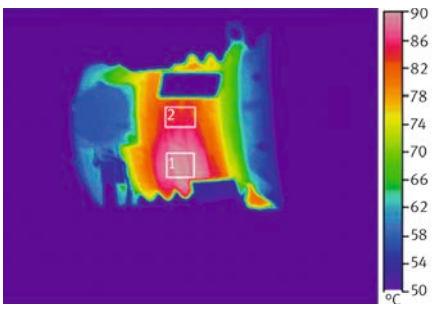


Рис. 5. Нагрев корпуса статора электродвигателя, вызванный замыканием витков обмотки
Fig. 5. Heating of the stator housing of the electric motor, caused by the closure of the winding turns

Авторы статьи считают, что при дополнении данного метода усовершенствованным дистанционным методом тепловизионного мониторинга для контроля элементов двигателя в работе и системой многопараметрического анализа обмоток в отключенном состоянии создаются предпосылки перехода к технологии обслуживания электрических машин по техническому состоянию, актуальной для отечественной энергетики и других отраслей промышленности.

На данный момент достоверность диагностирования описанным методом превышает 97 %. К показателям эффективности данной методологии можно отнести:

- снижение традиционных затрат на техническое обслуживание на 25 %;
- сокращение незапланированных простоев на 70 %;
- сокращение энергетических потерь на 15 %.

Для широкого применения рассматриваемого подхода необходимо постоянно совершенствовать квалификацию персонала энергетических предприятий и производств в профильных энергетических вузах, например, в НИУ «МЭИ».

О необходимости квалификации персонала энергетических компаний

В современном мире для эффективной работы на энергетических предприятиях

и производствах требуются высококвалифицированные специалисты, имеющие профильное энергетическое образование, регулярно повышающие квалификацию в области энергетики и обладающие всем спектром необходимых знаний и навыков. Кроме технической грамотности и соответствующей квалификации специалисты должны быстро ориентироваться в потоке поступающей информации, уметь решать разного рода производственные задачи в постоянно изменяющихся условиях. Постоянное совершенствование квалификации персонала является необходимым условием внедрения наилучших доступных технологий в энергетику страны, а также новой техники, подходов и методов.

Именно с этой целью в 1997 году в НИУ «МЭИ» был создан Центр повышения квалификации и переподготовки специалистов «Экология энергетики» (ныне Научно-образовательный центр «Экология энергетики»), сотрудниками которого разработано и реализовано большое количество программ повышения квалификации и профессиональной переподготовки по направлениям «Теплоэнергетика и теплотехника» и «Электроэнергетика и электротехника».

Основными направлениями учебной деятельности Центра являются повышение квалификации ИТР по различным программам дополнительного профессионального образования в области энергетики; профессиональная переподготовка ИТР по программам «Тепловые электрические станции», «Электрические станции» и «Электроэнергетические системы и сети». В рамках учебных программ слушатели среди прочего осваивают такие дисциплины, как надежность работы оборудования ТЭС, где изучают методы и подходы, использующиеся в тепловизионной диагностике, вопросы эксплуатации, диагностики и ремонта электрического оборудования ТЭС и др. Повысить эффективность обучения помогают используемые в Центре современные информационно-коммуникационные технологии, в т.ч. технологии виртуальной реальности для визуализации элементов энергетического оборудования, а также практикоориентированный подход к обучению слушателей с введением большого количества практических и лабораторных работ. Без постоянного совершенствования навыков и знаний персонала энергетических предприятий в такой стратегически важной отрасли, как энергетика, невозможно внедрять наилучшие технические решения, в том числе и по продлению срока эксплуатации энергетического оборудования, установленного на ТЭС и промышленных предприятиях.

Итоги

Проведен анализ основных концепций существующих технических решений по созданию систем мониторинга и оценки технического состояния мощных электрических машин, отмечены их достоинства и недостатки. Показано, что системы мониторинга и диагностики, основанные на анализе токов статора, в настоящее время решают поставленную задачу частично из-за отсутствия обоснованной методологии интерпретации спектральных параметров контроля расширенного вектора Парка.

Выводы

- Отмечено, что применение систем мониторинга, основанное на широком охвате параметров контроля, следует принимать во внимание уже на стадии проектирования и изготовления электрических машин. В систему мониторинга следует включать необходимое количество важных и надежно контролируемых параметров, обеспечивающих защиту электрической машины от серьезных повреждений. Из-за слабой помехоустойчивости в систему мониторинга нерационально включать измерения частичных разрядов.
- Основным препятствием при внедрении существующих систем мониторинга являются интерпретация полученных данных и отсутствие статистических данных по отказам.
- Оперативное обнаружение возникших дефектов после отключения электрической машины следует возлагать на многопараметрическую систему контроля, которую можно рассматривать как более высокий уровень системы мониторинга и технической диагностики.
- Применение комплексных систем диагностики электродвигателей позволяет реализовать технологию обслуживания оборудования по фактическому состоянию, актуальную для отечественной энергетики.

Литература

1. Афанасьев Д.О., Сидельников Л.Г., Седунин А.М. Методы и проблемы вибродиагностики асинхронных двигателей. Пермь: Пермский государственный технический университет, ООО «ТестСервис», 2013. 20 с.
2. Барков А.В, Баркова Н.А., Азовцев А.Ю. Мониторинг и диагностика роторных машин по вибрации. СПб.: СПбГМТУ, 2000. 169 с.
3. ГОСТ ISO 20958-2015. Контроль состояния и диагностика машин. Сигнатурный анализ электрических сигналов трехфазного асинхронного двигателя. М.: Стандартинформ, 2016.
4. Система диагностики роторных машин (СДРМ). Руководство по эксплуатации ВРМЦ.411112.001 РЭ. СПб.: АО «ВИБРАТОР», 2017.
5. Барков А.В. и др. Методика диагностирования механизмов с электроприводом по потребляемому току. СПб.: НОУ «Северо-западный учебный центр», 2012. 67 с.
6. Завидей В.И., Милованов С.В. Комплексный подход в оперативной диагностике электрических машин // Экспозиция. Нефть. Газ. 2012. № 5. С. 121–124.
7. Bonnett A.H., Sonknp G.C. Cause and analysis of stator and rotor failures in three-phase squirrel-cage induction motors. IEEE Trans. Industry Applications, 1992, Vol. 28, issue 4, P. 921–937. (In Eng).
8. Thomson W.T., McRae C.J. On-Line current monitoring to detect inter-turn stator winding faults in induction motors. Proceedings of the 24th Universities Power Engineering Conference, September, 1989. (In Eng).
9. Leonard R.A., Thomson W.T. Vibration and stray flux monitoring for unbalanced supply and inter-turn winding fault diagnosis in induction motors. British journal of non-destructive testing, 1986, Vol. 28, issue 4, P. 211–215. (In Eng).
10. Завидей В.И., Крупенин Н.В., Ваньков С.М., Печенкин В.И., Каланчин С.В. Критерий Колмогорова-Смирнова и возможности его применения в диагностике электрооборудования методами ИК-термографии // Вестник РАЭН. 2012. № 3.
11. Сафин Н.Р. Совершенствование методики токовой диагностики асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором. Диссертация. Екатеринбург: 2017, 152 с.
12. Зюзев А.М., Метельков В.П. О проблеме перегрева обмотки ротора асинхронных двигателей в пусковых режимах высокоинерционных электроприводов нефтегазовой и горной промышленности // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2018. Т. 329. № 7. С. 96–103.

ENGLISH

Results

The analysis of the main concepts of conventional solutions for the creation of monitoring systems for medium-sized machines was carried out, their advantages and drawbacks were noted. It was shown that a monitoring system based on the analysis of stator currents currently solves the problem partly due to the absence of a reasonable methodology for choosing the spectral parameters for monitoring the extended Park vector.

Conclusions

- It was noted that the use of monitoring systems based on a wide range of control parameters should be taken into account at the stage of design and manufacture of electrical machines. The monitoring system should include the necessary number of important and reliably controlled parameters that protect the electrical machine from serious damage. Due to the weak noise immunity, it is not rational to include measurements of partial discharges in the monitoring system.
- The main obstacle in the implementation of existing monitoring systems is the interpretation of the received data and the lack of statistical failure data.
- Concurrent detection of the defects arisen after the electric machine is turned off should be assigned to a multiparameter control system, which can be considered as a higher level of the monitoring system and technical diagnostics.
- The use of complex systems for diagnosing electric motors makes it possible to implement the technology of equipment maintenance according to the actual state, which is relevant for the domestic energy sector.

References

1. Afanasev D.O. Sidelnikov L.G., Sedunin A.M. Methods and problems of vibro-asinhronnnyh engines. Perm: Perm State Technical University, JSC “TestServis”, 2013, 20 p. (In Russ).
2. Barkov A.V., Barkova N.A., Azovtsev A.Yu. Monitoring and diagnostics of rotary machines by vibration. Sankt-Peterburg: SMTU, 2000, 169 p. (In Russ).
3. ISO 20958-201. Condition monitoring and diagnostics of machine systems. Electrical signature analysis of three-phase induction motors. Moscow: Standartinform, 2016. (In Russ).
4. Diagnosis system of rotating machines. Manual, VRMC 411112.001 RE, “Vibrator” JSC, 2017. (In Russ).
5. Barkov A.V. at al. Method of diagnosing electrically driven mechanisms on the machine’s current. St. Petersburg: Northwest training center, 2012, 67 p. (In Russ).
6. Zavidey V.I., Milovanov S.V. Integrated approach operational diagnostics of electrical machines. Exposition Oil Gas, 2012, issue 5, P. 121–124. (In Russ).
7. Bonnett A.H., Sonknp G.C. Cause and analysis of stator and rotor failures in three-phase squirrel-cage induction motors. IEEE Trans. Industry Applications, 1992, Vol. 28, issue 4, P. 921–937. (In Eng).
8. Thomson W.T., McRae C.J. On-Line current monitoring to detect inter-turn stator winding faults in induction motors. Proceedings of the 24th universities power engineering conference, September, 1989. (In Eng).
9. Leonard R.A., Thomson W.T. Vibration and stray flux monitoring for unbalanced supply and inter-turn winding fault diagnosis in induction motors. British journal of non-destructive testing, 1986, Vol. 28, issue 4, P. 211–215. (In Eng).
10. Zavidey V.I., Krupenin N.V., Vankov S.M., Pechenkin V.I., Kalanchin S.V. Criterion Kolmogorov-Smirnov and the possibility of its application in the diagnosis of electrical equipment by IR-thermography. Vestnik RAEN, 2012, issue 3. (In Russ).
11. Safin N.R. Improvement of the method of current diagnostics of inductions motors with squirrel-cage rotor. Dissertation. Ekaterinburg: 2017, 152 p. (In Russ).
12. Ziuzev A.M., Metelkov V.P. About the problem of induction motors rotor winding overheating in starting modes of high-inertia electric drives of oil and mining industry. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo assets engineering, 2018, Vol. 329, issue 7, P. 96–103. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Завидей Виктор Иванович, д.т.н., главный научный сотрудник, ВНИИТФ-ВЭИ, Москва, Россия
Для контактов: zavideyvi@mail.ru

Путилова Ирина Вячеславовна, кандидат технических наук, заведующий НИО кафедры ТЭС, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», Москва, Россия

Старшинов Владимир Алексеевич, кандидат технических наук, профессор кафедры ЭС, ФГБОУ ВО «НИУ «МЭИ», Москва, Россия

Zavidey Viktor Ivanovich, doctor of technical sciences, chief researcher, VNIITF-VEI, Moscow, Russia
Corresponding author: zavideyvi@mail.ru

Putilova Irina Vyacheslavovna, ph.d. of technical sciences, head of the research department, Moscow power engineering institute, Moscow, Russia

Starshinov Vladimir Alekseevich, ph.d. of technical sciences, professor, Moscow power engineering institute, Moscow, Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SIBExpoSERVICE
www.ses.net.ru

Шестнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСКСК, 04–05 октября 2023

Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2023
ЯКУТСК, 25–26 октября 2023

+7 (383) 335 63 50
vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

expoz.ru

3D АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ

Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающее ваши задачи

Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме

Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла.
Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

31 ОКТЯБРЯ – 3 НОЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ГАЗПРОМ

ПАРТНЕРЫ

ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

ГАЗПРОМБАНК
БАНК ГПБ (АО)

Комита
ГРУППА КОМПАНИЙ

БАНК РОССИЯ
АО «АБ «РОССИЯ»

Концерн ВКО Алмаз – Антей

ГМС ГРУППА

ОМК

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ГАЗПРОМ ТРУБНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

Салаватский Катализаторный Завод

ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ШЕЛЬФ

ОДК

РУМО

ФРАКДЖЕТ-ВОЛГА

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР

Ростелеком Бизнес

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

18+

@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

АЛЬМЕТЬЕВСКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

80 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

75 ЛЕТ РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

2023

18–20 ОКТЯБРЯ

Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

'23
ПРОМЫШЛЕННО
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

19-21 сентября — oilgasforum.ru

Промышленно-энергетический форум — главное событие отрасли, формирующее тренды энергетики и объединяющее предпринимателей и корпорации для продуктивного нетворкинга.

- Раскрываем все тренды и инсайды индустрии в удобном формате
- Создаем комфортные условия для встреч, нетворкинга и сотрудничества, онлайн и офлайн
- Объединяем специалистов всех энергетических компаний

Объединяем участников ТЭК для достижения результата!

Организаторы форума:

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Правительство Тюменской области

+7 499 938 55 42

welcome@oilgasforum.ru

ОРГАНИЗАТОР

МИНИСТЕРСТВО ОБОРОНЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ОПЕРАТОР

МКВ

МЕЖДУНАРОДНЫЕ КОНГРЕССЫ И ВЫСТАВКИ

ARMY

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВОЕННО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ФОРУМ «АРМИЯ-2023»

14–20 АВГУСТА
ПАТРИОТ ЭКСПО

www.rusarmyexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ БАНК-ПАРТНЕР

ПСБ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

РОСОБОРОНЭКСПОРТ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ФИНАНСОВЫЙ ПАРТНЕР

НОВИКОМБАНК

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ВЕРТОЛЕТЫ РОССИИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

Концерн ВКО Алмаз - Антей

Бипрон™

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ

ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

+7 (906) 722-25-50
+7 (495) 988-19-16

bipron.com

С ГОРДОСТЬЮ СДЕЛАНО В РОССИИ