№2 (81) АПРЕЛЬ 2021

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Залежи Харампурского месторождения

Влияние БПЖ на продуктивные пласты

Неньютоновские свойства нефти

ГАЗПРОМ

Геологоразведка на Медвежьем месторождении

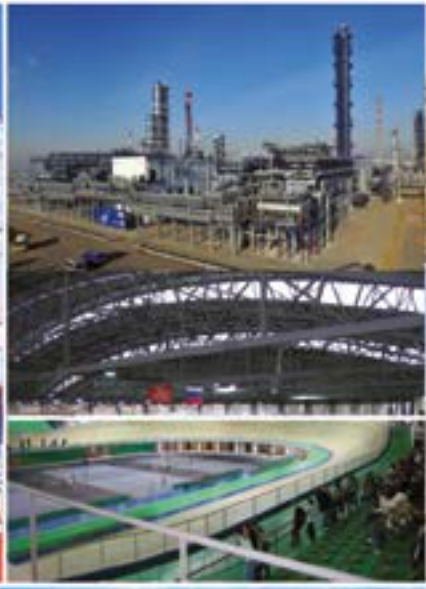
ТМС ГРУПП

Производство оборудования и более 1000 решений для нефтесервиса

тмс-групп.рф

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ



Успех в борьбе с коррозией возможен только при комплексном подходе к решению задач по защите поверхностей

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

БОЛЕЕ **50** ЛЕТ

Материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА решают задачу по защите от коррозии в промышленных газовоздушных средах различной степени агрессивности

Покупая материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, вы получаете квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов — полисилоксановые покрытия Армокот®

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
более
20–25
лет

СТОЙКОСТЬ К УФ
покрытие
не выгорает
сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ
от **200** до **700 °С**

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ
высокие
электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ
класс пожарной опасности КМ1
покрытие
трудногорючее
не распространяет пламя

НАНЕСЕНИЕ
до
–30 °С

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК

АО «Морозовский химический завод» вновь подтвердило своё звание надежного партнера и внесено в Реестр российских предприятий и предпринимателей, финансовое и экономическое положение которых свидетельствует об их надежности как партнеров для предпринимательской деятельности в Российской Федерации и за рубежом

АО «Морозовский химический завод», пос. им. Морозова, Ленинградская обл., Всеволожский район, ул. Чекалова, д. 3
+7 (81370) 35-136, info@tdmhz.ru

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ:

- датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленноменяющихся и динамических процессов
- пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей
- датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах
- плотномеры жидкости и газа вибрационные
- датчики и системы для измерения температуры

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

**Технические решения защищены патентами РФ,
Выпускаемые приборы стали дипломантами
конкурсов «100 лучших товаров России»**

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

Научно-производственное предприятие ООО «Датчики и системы» было основано в 2013 году. Не смотря на свою относительную молодость, мы уже добились успехов в области разработки и производства. Базой для создания нового предприятия послужил конструкторский отдел НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского Государственного Университета, позднее ставшего частью Южного Федерального Университета. В сентябре 2019 года, был построен производственный цех на территории хутора Ленинаван, Ростовская область, в который перенесены производственные мощности.

С момента возникновения ООО «Датчиков и систем» мы находимся в тесном сотрудничестве с компанией ООО «Пьезоэлектрик» и НКТБ «Пьезоприбор».

Научно-производственное предприятие ООО «Пьезоэлектрик» так же создано на базе НКТБ «Пьезоприбор» в 1993 году. ООО «Пьезоэлектрик» специализируется на разработке и производстве измерительных преобразователей механических величин.

Основные виды выпускаемой продукции: датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленноменяющихся и динамических процессов; пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей; датчики и системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах; плотномеры жидкости и газа вибрационные; датчики и системы для измерения температуры; вторичная аппаратура.

Многие технические решения защищены патентами РФ, а выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России».

Услуги компании «Датчики и системы»:

1. Ремонт — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание.

2. Поверка — мы осуществляем первичную и межинтервальную поверку приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ.

Юридический адрес: Ростов-На-Дону, пер. 4-Й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х.Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3
8 800-600-75-45
+7 (863) 206-06-81
inbox@piezo.su

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

12 Компания SciAps Russia: Портативные XRF, OES или лазерные LIBS-анализаторы — какой из них лучше всего подойдет для ваших задач по контролю металла?

17 Родивилов Д.Б. Идентификация малоамплитудных тектонических нарушений в процессе бурения горизонтальных стволов скважин в интервале нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения (Западная Сибирь)

25 Мартынов С.М. Химический состав фильтрата бурового раствора на водной основе как важнейший показатель качества

30 Компания «Сименс Энергетика»: Переход к новой энергетике: как в России и Бразилии в партнерстве с «Сименс Энергетика» реализуются масштабные проекты

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

33 Насыров А.М. Негативные факторы, влияющие на целостность эксплуатационных колонн скважин, и методы предупреждения нарушения герметичности

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (81) апрель 2021

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 (8552) 92-38-33

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 04-21/06-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 26.04.2021
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 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.

ГРУППА КОМПАНИЙ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

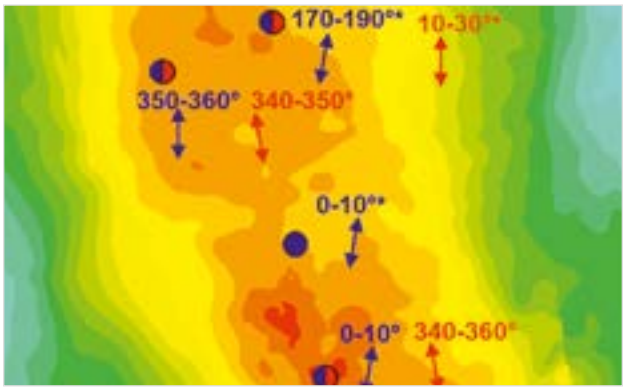
Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

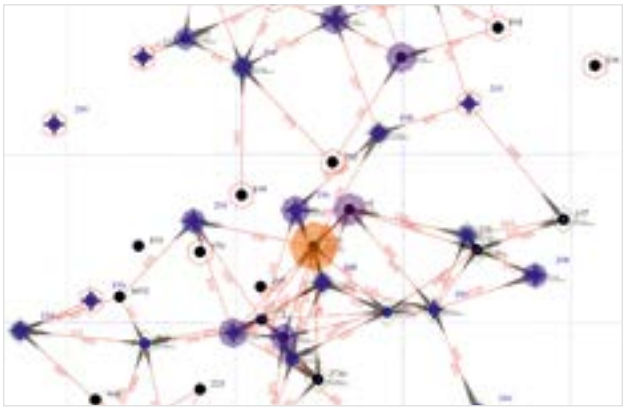
ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

41 Павлов В.А. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования



48 Поспелова Т.А. Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения газоперерабатывающих заводов по приему попутного нефтяного газа



54 ООО «Дельта Ойл Сервис»: Мы помогаем добывать нефть!

57 Выломов Д.Д. Оптимизация поиска зон остаточных запасов путем учета неньютоновских свойств нефти при гидродинамическом моделировании

61 Рубанов А.В. ЭНЕРГАЗ: Энергоцентры месторождений — особенности создания и надежной эксплуатации

66 Компания «GEA»: Центробежное оборудование для нефтегазового сектора

67 Сорвин В.В. Самоходные платформы семейства РКР

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
Сулейманов А. В. / sales@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Попов С.Н. — д.т.н.
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

- широкий диапазон мощностей от 5,5 до 200 кВт
- комплектующие известных мировых брендов
- качественный уровень проектирования и производства
- низкие затраты на монтаж и обслуживание
- низкий уровень шума
- высокое качество сжатого воздуха

АО «Бежецкий завод АСО» 171980, г. Бежецк, ул. Краснослободская, д.1

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5-65-12
+7 (4822) 73-41-17

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

CONTENT

UPSTREAM

17 Rodivilov D.B. Identification of low-amplitude tectonic faults in the process of drilling horizontal wellbores in the interval of the Lower Berezovskaya subformation of the Medvezhye field (Western Siberia)

25 Martunov S.M. Chemical composition of water-based drilling mud filtrate as the most important quality indicator

33 Nasyrov A.M. Negative factors affecting the integrity of production strings and methods for preventing leakage

41 Pavlov V.A. Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling

48 Pospelova T.A. Integration of CRM capabilities and stochastic-analytical models in solving waterflooding problems

57 Vylomov D.D. Optimization of the search for zones of residual reserves with considering the non-newtonian properties of oil in the process of hydrodynamic modeling

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 2 (81) april 2021

ISSUE DATE: 26.04.2021

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (8552) 92-38-33

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
Alexey Suleymanov / sales@runeft.ru

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

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
Isaev A.A. — Ph.D.
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Popov S.N. — Sc.D.
Punanova S.A. — Sc.D.
Shekhtman G.A. — Sc.D.

ООО НПП «МАГНИТО-КОНТАКТ»

Россия, 390027, г. Рязань, ул. Новая, 51в, пом. Н4
тел.: 8 800 350 96 27(звонок бесплатный), +7 (4912) 451-694, +7 (495) 320-09-97

e-mail: 451694@bk.ru **www.m-kontakt.ru**

Ex ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РАБОТЫ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ СРЕДАХ

IP66/IP68

ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ ТОЧЕЧНЫЕ МАГНИТОКОНТАКТНЫЕ ЕХ ИО 102 МК
(маркировка взрывозащиты 1ЕХ D IIC Т6 GB/PB EX D I MB)

Сертификат соответствия «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00529/20. Срок действия с 6.08.2020 по 19.12.2023

Предназначены для контроля положения частей конструкций и механизмов, конструктивных элементов зданий и сооружений на открывание или смещение, выполненных из магнитных (стали и сплавов) или немагнитных материалов (дерева, пластика, алюминия).
Кабельный ввод (внутренний разъем для подключения в шлейф).
Выпускается в 4-х основных исполнениях, с возможностью использования кабельных вводов (штуцеров) различных исполнений.

IP66/IP67

ЕХ КОРОБКА МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ «СЕВЕРЛЕНД»
(маркировка взрывозащиты 1ЕХ D IIC Т6...Т5 GB)

Декларация «О безопасности низковольтного оборудования», «Электромагнитная совместимость технических средств» ЕАЭС N RU Д-RU.НР15.В.08437/20. Срок действия с 5.10.2020 по 4.10.2025

Предназначена для соединения (разветвления) сигнальных кабелей, например в шлейфах сигнализации, линиях связи, а также подключения в шлейфы оконечных устройств.
Ex коробка комплектуется сменными металлическими кабельными вводами МКВ или Ex МКВМ «ЛЁД» изготовленными из нержавеющей стали, стали с антикоррозионным покрытием, латуни, латуни с антикоррозионным покрытием количеством от 1 до 4-х шт. Коробка может комплектоваться Ex заглушками. Рабочая температура: от минус 70 °С до плюс 195 °С.

IP66/IP68

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННЫЙ ИП535ЕХ «СЕВЕР»
(маркировка взрывозащиты 0ЕХ IA IIC Т6 GA)

Сертификат соответствия требованиям «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00141/19. Срок действия с 3.07.2019 по 2.07.2024

Предназначен для ручного включения сигнала тревоги на приемно-контрольном приборе, используется в помещениях зданий и сооружений различного назначения.
Корпус устройства может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 14 мм или от 11 до 18 мм, герметичными вводами МКВ из нержавеющей стали, предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

IP66/IP68

УСТРОЙСТВО ДИСТАНЦИОННОГО ПУСКА УДП 535-50 «СЕВЕР»
(маркировка взрывозащиты 0ЕХ IA IIC Т6 GA)

Сертификат соответствия «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00464/20. Срок действия с 10.06.2020 по 9.06.2025

Предназначено для запуска систем пожарной автоматики, систем дымоудаления, формирования аварийных сигналов или сигналов для разблокирования аварийных выходов при включении магнитоконтактного приводного элемента. Корпус устройства может быть оборудован герметичными пластиковыми кабельными вводами для подведения проводников диаметром от 6 до 14 мм или от 11 до 18 мм, герметичными вводами МКВ из нержавеющей стали, предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт.

IP54

АКТИВНЫЙ БАРЬЕР ИСКРОЗАЩИТЫ «АБИ»
(маркировка взрывозащиты [ЕХ IA GA] IIB/IIC)

Сертификат соответствия «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» № ЕАЭС RU C-RU.ВН02.В.00464/20. Срок действия с 10.06.2020 по 9.06.2025

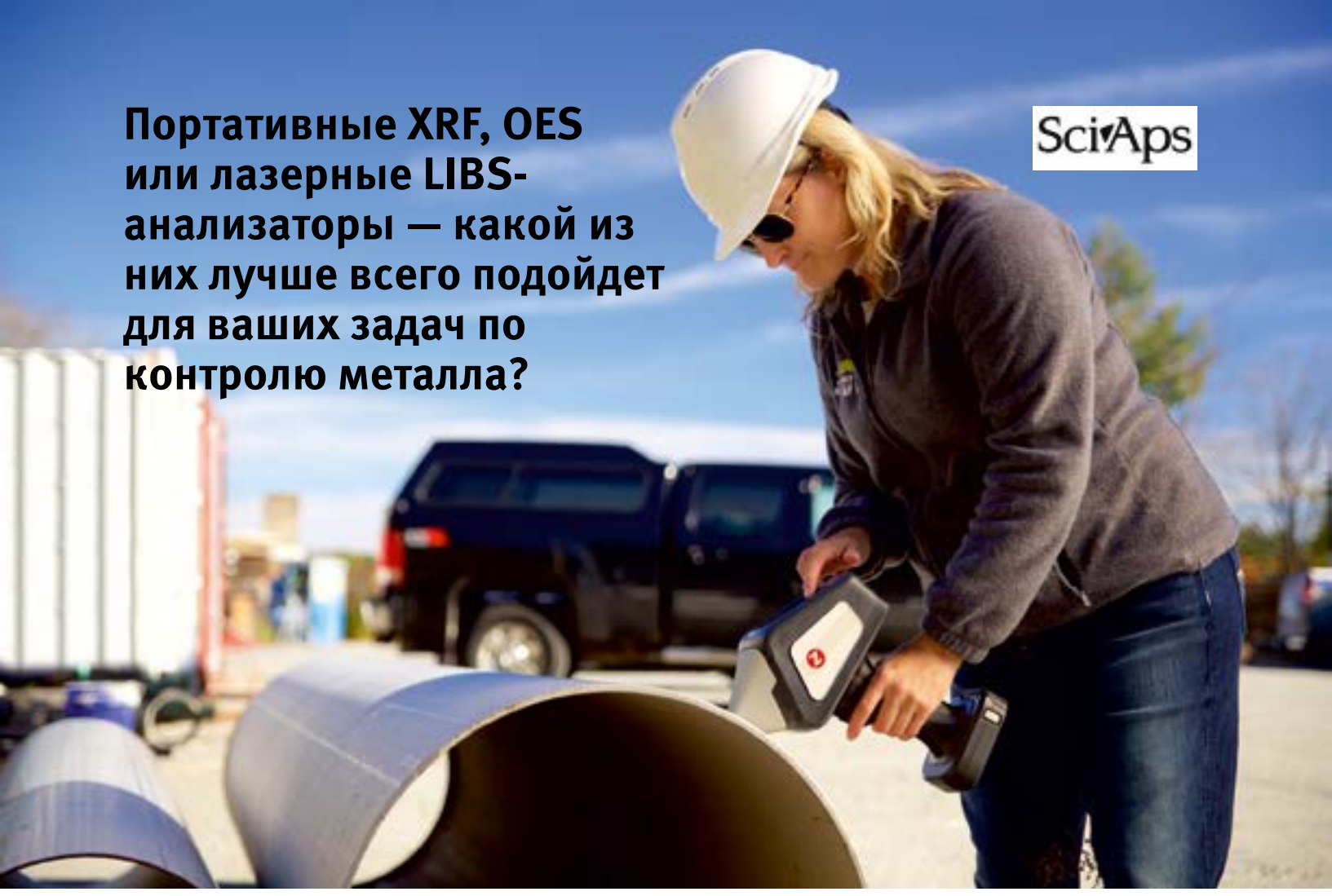
Активный барьер искрозащиты «АБИ» предназначен для обеспечения искробезопасности одного (двух) шлейфов пожарной или охранной сигнализации, с включенными в него пожарными или охранными извещателями, датчиками с нормально замкнутыми или разомкнутыми контактами, а также извещателями, питаемыми по шлейфу сигнализации. Барьеры могут быть одноканальными или двухканальными. Двухканальные барьеры не имеют гальванических связей между каналами и объединяют два барьера в одном корпусе.

IP66/IP68

УСТРОЙСТВО СОЕДИНИТЕЛЬНОЕ ЕХ УС-2
(маркировка взрывозащиты 1ЕХ D IIC Т6...Т5 GB/0ЕХ IA IIC Т6...Т5 GA)

Предназначено для соединения (разветвления) сигнальных кабелей, например в шлейфах сигнализации, линиях связи и телекоммуникаций, в цепях систем управления и автоматики и т.п. Устройство выполнено из нержавеющей стали. Устройство комплектуются сменными металлическими кабельными вводами Ex МКВМ «ЛЁД» или аналогичными вводами МКВ количеством 2-х штук. Кабельные вводы и переходники изготовлены из нержавеющей стали марки, стали с антикоррозионным покрытием, латуни или латуни с антикоррозионным покрытием. Устройство комплектуются пластиковыми клеммниками с диаметром подключаемого кабеля от 2,5 мм^2 до 10 мм^2. Количество клеммных пар 8.

Портативные XRF, OES или лазерные LIBS-анализаторы — какой из них лучше всего подойдет для ваших задач по контролю металла?



ПОНИМАНИЕ ОГРАНИЧЕНИЙ И РАЗЛИЧИЙ КАЖДОГО ИЗ ЭТИХ МЕТОДОВ ИМЕЕТ РЕШАЮЩЕЕ ЗНАЧЕНИЕ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ АНАЛИЗА МЕТАЛЛА

С ростом требований к безопасности, надежности, контролю и соблюдению нормативных требований проверка материалов стала важной частью программы обеспечения безопасности и надежности на предприятиях нефтегазового комплекса.

По мере того, как технические характеристики материалов, используемых в промышленности, становятся всё более конкретными, потребность в различных испытаниях, подтверждающих марку металла и химический состав (PMI) в полевых условиях неуклонно растет. Портативные рентгенофлуоресцентные анализаторы РФА или XRF, мобильные искровые оптико-эмиссионные ОЭС и, в настоящее время, портативные лазерные анализаторы LIBS — это все распространенные технологии, используемые для быстрого, точного и надежного анализа. Каждый из них имеет свои уникальные преимущества и обеспечивает пользователю качественный и количественный экспресс-анализ металла.

Все эти три технологии используются для обеспечения соблюдения программы мене джмента качества. Вот некоторые примеры:

- проверка поступающего материала, или «входной контроль», необходима, чтобы убедиться, что детали или компоненты изготовлены из нужного сплава;
- обеспечение правильного химического состава сварного шва, чтобы присадочные металлы шва были на уровне необходимых концентраций, отвечая заданным требованиям к материалу для изготовления;
- сортировка и идентификация неизвестных или неправильно помеченных металлов для гарантии того, что для каждого процесса используется правильный металл;
- тестирование in-situ материала, находящегося в настоящее время в эксплуатации, на соответствие требуемым техническим спецификациям.

Понимание аналитических возможностей, ограничений и различий в каждом из этих методов имеет важное значение при проведении анализа металла. Они используются как в производственных программах, так и в программах управления целостностью активов и помогают устранить дорогостоящую путаницу некачественных материалов, идентифицировать неизвестные материалы, улучшить качество продукции и помочь предотвратить аварии и гибель людей. Понимание каждого варианта анализатора поможет определить, какую технологию использовать для проверки состава и подтверждения марки сталей и сплавов.

Портативная XRF технология

Рентгеновская флуоресценция (XRF) является наиболее популярным методом неразрушающего контроля металлов, предлагая пользователю портативный ручной анализатор (РФА), обеспечивающий быстрые и точные результаты. РФА используют рентгеновскую трубку для излучения рентгеновского луча в образец, возбуждая электроны и вытесняя их из внутренней оболочки. Затем вакансия из внутренней оболочки замещается электроном из внешней. Когда этот электрон заполняет пустоту внутренней оболочки, он высвобождает энергию в виде вторичного рентгеновского излучения. Это высвобождение вторичной энергии известно как флуоресценция. Каждый присутствующий элемент будет излучать уникальные энергетические импульсы. Измеряя их, можно определить, какие элементы присутствуют в образце. Это называется качественным анализом. Затем, измеряя интенсивность уникальных импульсов энергии и применяя поправочные коэффициенты, можно измерить концентрации каждого элемента, присутствующего в образце. Это называется количественным анализом. Однако РФА имеет ограничения на элементы, которые могут быть измерены, — это прежде всего сверхлегкие элементы, такие как углерод, литий, бериллий, бор. Эти элементы нельзя измерить с помощью РФА.

Искровая ОЭС-технология

Оптико-эмиссионная спектроскопия (ОЭС) — это оптический метод, который может быть использован для обнаружения практически всех типов элементов, включая углерод и легкие элементы, в различных металлах, включая нержавеющую сталь, никель, углеродистую сталь и т.д. В искровом ОЭС-анализаторе атомы также возбуждаются; однако энергия возбуждения исходит от искры, образующейся между образцом и электродом прибора. В отличие от РФА, который использует рентгеновскую трубку для облучения образца, ОЭС использует энергию искры, которая заставляет электроны в образце излучать свет, который преобразуется в спектральную картину. Каждый элемент производит уникальный цвет оптического света. Измеряя интенсивность пиков в этом оптическом свете спектра, искровой анализатор OES может производить качественный и количественный анализ состава материала. Несмотря на то, что ОЭС считается методом неразрушающего контроля, образец должен быть подготовлен механическим шлифовальным устройством с использованием шлифовального станка, в котором используется шлифовальный диск из оксида циркония, и искра действительно оставляет небольшой ожог на поверхности образца, который необходимо будет удалить после анализа. Пробоподготовка является

SciAps LIBS серии Z-900

критическим этапом при любом анализе с искровыми ОЭС, и образец, который не был должным образом подготовлен, даст нежелательные и неточные результаты.

Хотя искровая ОЭС считается «портативной техникой», ее лучше классифицировать как переносимую технику. Мобильные ОЭС-анализаторы различаются по весу и размерам в зависимости от производителя, но могут весить 20–27 кг, также требуется аргоновый баллон весом около 10 кг. Прибор и баллон с аргоном обычно транспортируются на тележке, чтобы сделать инструмент мобильным. Из-за веса и размеров этой полевой мобильной ОЭС работа в высотных рабочих зонах или в траншеях затруднена и может потребовать специальный подъемник для подъема или опускания ОЭС-анализатора.

СПЛАВ/ЭЛЕМЕНТ	Лучшая технология	КОММЕНТАРИЙ
Углерод и его эквиваленты в сталях, разделение нержавеющих сталей по углероду, разделение низкоуглеродистых никелевых сплавов, таких как 718LC и MarM 248LC, анализ чугунов и литейных сталей	LIBS	Рентгенофлуоресцентные анализаторы не измеряют углерод. Лазерный LIBS* — единственный ручной анализатор, измеряющий углерод в этих металлах. Не все LIBS-анализаторы могут измерять углерод, проверяйте спецификации производителей
Общеупотребимые марки нержавейки, Cr/Mo стали, никелевые и другие жаропрочные сплавы, не требующие определения углерода	XRF	XRF-модели обладают большими аналитическими возможностями, но не все XRF-модели измеряют Si, P, S, Mg напрямую или низкие содержание вредных примесей в стали
Сверхлегкие элементы Li, Be, B	LIBS	Некоторые портативные LIBS-анализаторы* могут определять до 10 ppm B в алюминиевых сплавах. XRF не может измерять Li, Be, B
Фосфор и сера	XRF	LIBS-анализатор не может измерять P или S
Алюминиевые и магниевые сплавы	LIBS или XRF	Обе технологии подходят для базового анализа Al и Mg сплавов
Низкие концентрации Mg (< 0,2 %)	LIBS	XRF не может измерять очень низкие содержания Mg
Потоковая коррозия, определение по хрому (FAC)	XRF или LIBS	Оба анализатора подходят, но если нужно провести тестирование на предприятиях, ограничивающих применение рентгеновских анализаторов, то LIBS — лучший выбор
Измерение кремния на уровне 0,02 %	XRF или LIBS	*Оба анализатора подходят
0,05 % кремния в стали по методике API 939	LIBS	LIBS способен определять кремний на уровне, необходим для контроля нарастания сульфидной коррозии
Контроль содержания остаточных примесей в стали на установках высокочастотного алкилирования на нефтеперерабатывающих заводах	XRF или LIBS	LIBS* может измерять каждый элемент и удовлетворять всем требованиям методик по контролю примесей в стали для установок алкилирования HF на НПЗ; однако требование к ниобию и ванадию менее 0,02 % для каждого элемента и не более 0,03 % для комбинации двух элементов является трудным для LIBS. XRF может легко измерить эти 2 элемента. Использование комплекта LIBS и XRF будет соответствовать всем требованиям
Основные нержавеющие, жаропрочные сплавы, стали Cr/Mo, латуни и бронзы, а также сплавы Al, не требующие анализа Li, Be или B	XRF	XRF является наилучшим выбором для этих элементов
Низколегированные стали, нержавеющие и жаропрочные сплавы	XRF или LIBS	Оба варианта* подходят для этих задач

* Не все анализаторы одинаковы, поэтому важно проверить спецификации производителя по весу, конструкции и скорости различных моделей.

Мой новый X-550
упал с 11 метров
на бетон

Анализатор металлов стоимостью 2,5 млн руб. упал
с 11-ти метровой высоты и работал после этого

XRF
ТЕХНОЛОГИЯ

PMI NDT

Подробнее
SCIAPS-RUSSIA.RU/NERAZRUSHAYUSHHIJ-KONTROL-I-MARKA/

Контроль состава металла для Безопасности Трубоводов

Углерод, углеродные эквиваленты в
трубопроводной стали, сварные швы

LIBS
ТЕХНОЛОГИЯ

SciAps

SciAps Russia
info@sciaps-russia.ru
SCIAPS-RUSSIA.RU
+7.499.350.66.50

MANKENBERG

Промышленная арматура
Industrial Valves

Манкенберг – производство промышленной регулирующей арматуры прямого действия

Компания

- Независимое частное производственное предприятие
- Опыт производства оборудования более 135 лет
- Опыт работы в России более 15 лет

Продукция

- Редукционные клапаны
- Перепускные клапаны
- Регуляторы перепада давления
- Регуляторы и прерыватели вакуума
- Клапаны защиты от гидроудара
- Воздушные клапаны
- Поплавковые клапаны
- Специальная арматура по заданию заказчика

Качество

- Единственный производственный комплекс в Германии
- Сертификаты и испытания по индивидуальным требованиям
- Соответствие российским стандартам и регламентам
- Функциональный контроль 100% продукции
- Прямая сервисная поддержка в России

ООО «Манкенберг», г. Москва
www.mankenberg.ru, russia@mankenberg.ru
+7 (495) 221 89-14

Под надёжным контролем с 1885 года

Веб Диспетчерский Контроль

Администрирование в WebDisCo

- создание профилей прав пользователей
- определение уровней доступа к мнемосхемам и проектам
- парольная защита

Исполнение проектов в WebDisCo

- поддержка сервера под Linux и под Windows
- поддержка клиентов на десктопных и мобильных платформах (Windows, Linux, Android, iOS)
- HTML5
- ведение базы исторических данных
- ведение журналов тревог и действий операторов

Дизайн проектов в WebDisCo

- коллективная разработка проектов
- векторная графика
- расширение библиотек графич. элементов
- создание анимированных виджетов

WEBDISCO
DISPATCHING CONTROL
www.webdisco.ru

WebDisCo, версия 2.0

удобно понятно быстро

КЛИЕНТ СТАЛ ДОСТУПНЕЕ И ДРУЖЕЛЮБНЕЕ К ЧЕЛОВЕКУ

Сервер стал компактен (в 10 раз меньше) и быстр

ПРОШЛОЕ

сервер WebDisCo мог работать на компьютерах и опрашивать контроллеры

НАСТОЯЩЕЕ

сервер WebDisCo может быть встроен прямо в контроллеры без каких-либо ограничений в функциональности

Компания "ФИОРД"

Россия, Санкт-Петербург, В.О. 17 линия, д. 4
тел: +7(812) 323-62-12 факс: +7(812)-321-51-69
www.fiord.com, www.isagraf.ru
www.colibri.fiord.com, www.webdisco.ru
e-mail: info@fiord.com

SCADA-система WebDisCo включена в реестр российского ПО, дата регистрации: 24 июня 2019 года, рег.номер ПО: 5528

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-17-20 УДК 622.24, 551 I Научная статья

Идентификация малоамплитудных тектонических нарушений в процессе бурения горизонтальных стволов скважин в интервале нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения (Западная Сибирь)

Родивилов Д.Б.[1], **Нежданов А.А.**[1], **Штоль А.В.**[2]
[1] Филиал «Газпром недра НТЦ» ООО «Газпром недра», Тюмень, Россия, [2] ООО «Газпром недра», Тюмень, Россия
d.rodivilov@nedra.gazprom.ru

Аннотация
Сенонский проект геологоразведочных работ на Медвежьем месторождении (Западная Сибирь) направлен на изучение комплекса силицитовых пород нижней подсвиты березовской свиты, содержащих трудноизвлекаемые запасы газа. Особенностью данных отложений является наличие развитой системы тектонических нарушений. При этом результаты интерпретации данных сейсморазведки не способны обеспечить необходимую точность определения границ и амплитуд дислокаций. В результате наклонно направленное бурение производится в условиях повышенных рисков.
В работе представлен реальный производственный опыт проводки горизонтального ствола скважины 6С в условиях малоамплитудных тектонических нарушений. Описан методический прием, применение которого позволило в реальном времени идентифицировать границу тектонического блока по данным телеметрии забойной LWD-системы.

Материалы и методы
Способ идентификации границ тектонических нарушений в процессе бурения горизонтальных стволов скважин основан на оперативном привлечении данных телеметрии забойной LWD-системы (показания метода гамма-каротажа) для построения корреляции с пилотным стволом.
Корреляция производится посредством алгоритма выделения набора последовательных корреляционных слоев и реперных глинистых толщ. Результаты демонстрируются в виде графической схемы детальной корреляции.
По сдвигу реперных границ относительно данных пилотного ствола и геологической модели заключаются выводы о местоположении и амплитуде тектонического нарушения.

Ключевые слова
нижнеберезовская подсвита, горизонтальные скважины, трудноизвлекаемые запасы газа, корреляция разрезов скважин, малоамплитудные тектонические нарушения

Для цитирования
Родивилов Д.Б., Нежданов А.А., Штоль А.В. Идентификация малоамплитудных тектонических нарушений в процессе бурения горизонтальных стволов скважин в интервале нижнеберезовской подсвиты Медвежьего месторождения (Западная Сибирь) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 17–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-17-20

Поступила в редакцию: 13.10.2020

UDC 622.24, 551 I Original Paper

Identification of low-amplitude tectonic faults in the process of drilling horizontal wellbores in the interval of the Lower Berezovskaya subformation of the Medvezhye field (Western Siberia)

Rodivilov D.B.[1], **Nezhdanov A.A.**[1], **Shtol A.V.**[2]
[1] Branch “Gazprom nedra STC” “Gazprom nedra” LLC, Tyumen, Russia, [2] “Gazprom nedra” LLC, Tyumen, Russia
d.rodivilov@nedra.gazprom.ru

Abstract
The Senonian exploration project at the Medvezhy field (Western Siberia) will allow the study of a complex of silicite rocks of the lower Berezovskaya subformation containing hard-to-recover gas reserves. A feature of these deposits is the developed system of tectonic faults. However, the results of interpretation of seismic data are not able to provide the required accuracy in determining the boundaries and amplitudes of dislocations. As a result, the drilling of directional wells carried out in conditions of increased risks.
The paper presents a real production experience of drilling a horizontal wellbore 6C in conditions of low-amplitude tectonic faults. A methodological technique is described, the use of which made it possible to identify the tectonic block boundary in real time according to telemetry data of the downhole LWD-system.

Material and methods
The method for identifying the boundaries of tectonic faults in the process of drilling horizontal wells based on the operational involvement of telemetry data from the downhole LWD system (gamma-ray logging data) to build a correlation with the pilot borehole.
Correlation performed by means of an algorithm for identifying a set of sequential correlation layers and reference shale strata. The results shown as a detailed correlation graphical diagram.
Based on the shift of the reference boundaries relative to the data of the pilot shaft and the geological model, conclusions drawn about the location and amplitude of the tectonic disturbance.

Keywords
lower Berezovskaya subformation, horizontal wells, hard-to-recover gas reserves, correlation of well sections, low-amplitude tectonic faults

For citation
Rodivilov D.B., Nezhdanov A.A., Shtol A.V. Identification of low-amplitude tectonic faults in the process of drilling horizontal wellbores in the interval of the Lower Berezovskaya subformation of the Medvezhye field (Western Siberia). Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 17–20. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-17-20

Received: 13.10.2020

Впервые случаи газопроявлений из интервала отложений выше сеномана, зафиксированные при бурении разведочных и эксплуатационных скважин Медвежьего месторождения [1]. Целенаправленное изучение кремнисто-глинистых отложений сенона, в частности нижней подсвиты березовской свиты сенонского возраста, как потенциального газоносного объекта на месторождении началось с момента разработки первой программы геологоразведочных работ в 2005 г.

За время активной фазы геологоразведочных работ по изучению газоносности и строения нижнеберезовской подсвиты (с 2012 г. по настоящее время) на Медвежьем месторождении пробурено шесть поисково-оценочных скважин, четыре из которых имеют горизонтальные стволы для целей многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) [2, 3]. В скважинах проведен расширенный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС), отобран и изучен изолированный керн [4–8], выполнено также освоение сенонского интервала (после капитального ремонта) ряда сеноманских эксплуатационных скважин, выведенных из разработки. В результате газоносность нижнеберезовской подсвиты многократно подтверждена результатами испытаний как вновь пробуренных, так и расконсервированных скважин.

Анализ сейсморазведочных данных показал, что на срезах кубов когерентности поверхность нижнеберезовской подсвиты напоминает структуру типа «такыр», характерную для трещиноватых структур дегидратации — усыхания осадков кремнисто-глинистых пород [3]. Также прослеживаются многочисленные тектонические дислокации, в том числе и кулисного типа. Амплитуда данных нарушений не известна, как и их роль в флюидодинамической характеристике низкопроницаемых силицитов. Уточнение этих геологических неопределенностей — одна из задач, которая ставилась при планировании строительства скважины 6С.

Для геологического изучения дизъюнктивных нарушений боковой горизонтальный ствол скважины 6С проведен «вкрест» границам нарушений, как это показано на рисунке 1. Это обстоятельство отличает данную скважину от ранее пробуренных, горизонтальные стволы которых проведены в зонах с менее выраженной тектонической активностью.

Строительство скважины 6С начато в мае 2018 г. Пилотный (вертикальный) ствол скважины 6С пробурен до забоя 1 090 м (абс. отм. -1 025,8 м). Зарезка бокового ствола произведена на глубине 550,5 м (абс. отм. -487,1 м). Оба ствола пробурены с раствором на углеводородной основе, плотностью 1,31 г/см^3.

Масштабированная по вертикали и горизонтали схема корреляции пилотного и бокового стволов скважины 6С представлена на рисунке 1. На схеме прослежен целевой горизонт бокового ствола — пачка корреляционных слоев КС1–КС3, выделенных в интервале НБ$_2$ нижнеберезовской подсвиты. Исследуемый интервал в результате комплексного анализа промысловых и лабораторных (результаты изучения керна) данных характеризуется как наиболее перспективный в плане коллекторских свойств и газоносности [4–8]. Согласно геологической модели целевая пачка КС1–КС3 залегает над кровлей пласта НБ$_3$ нижнеберезовской подсвиты. Этот пласт-неколлектор представлен более глинистой разностью силицитов и является переходной зоной перед реперным глинистым горизонтом — кузнецовской свитой.

Пачка корреляционных слоев КС1–КС3, пласт НБ$_3$, кузнецовская свита — все эти интервалы характеризуются четкими, контрастными относительно друг друга характеристиками по данным ГИС. Эти интервалы уверено отмечаются тремя «ступенями» на диаграмме гамма-каротажа (ГК) — единственного метода в телеметрии измерительной системы LWD, данные которого передаются в режиме реального времени.

Углубление горизонтального ствола скважины планировалось до момента вскрытия кровли кузнецовской свиты. Пересечение данной отметки сопровождается резким увеличением показаний ГК. Далее предполагалось изменение угла проводки ствола «на восстание» с последующим плавным, протяженным выходом на проектный горизонт.

Разработанная ранее методика детальной корреляции разрезов скважин сенонского проекта [9] позволила оперативно привлечь новые данные по пилотному стволу скважины 6С и обновить геологическую модель залежи нижнеберезовской подсвиты.

Ранее предполагалось, что кровля кузнецовской свиты (рис. 1) в процессе бурения горизонтального ствола будет вскрыта на отметке, близкой к абс. отм. -996 м, что на два метра выше аналогичной отметки в пилотном

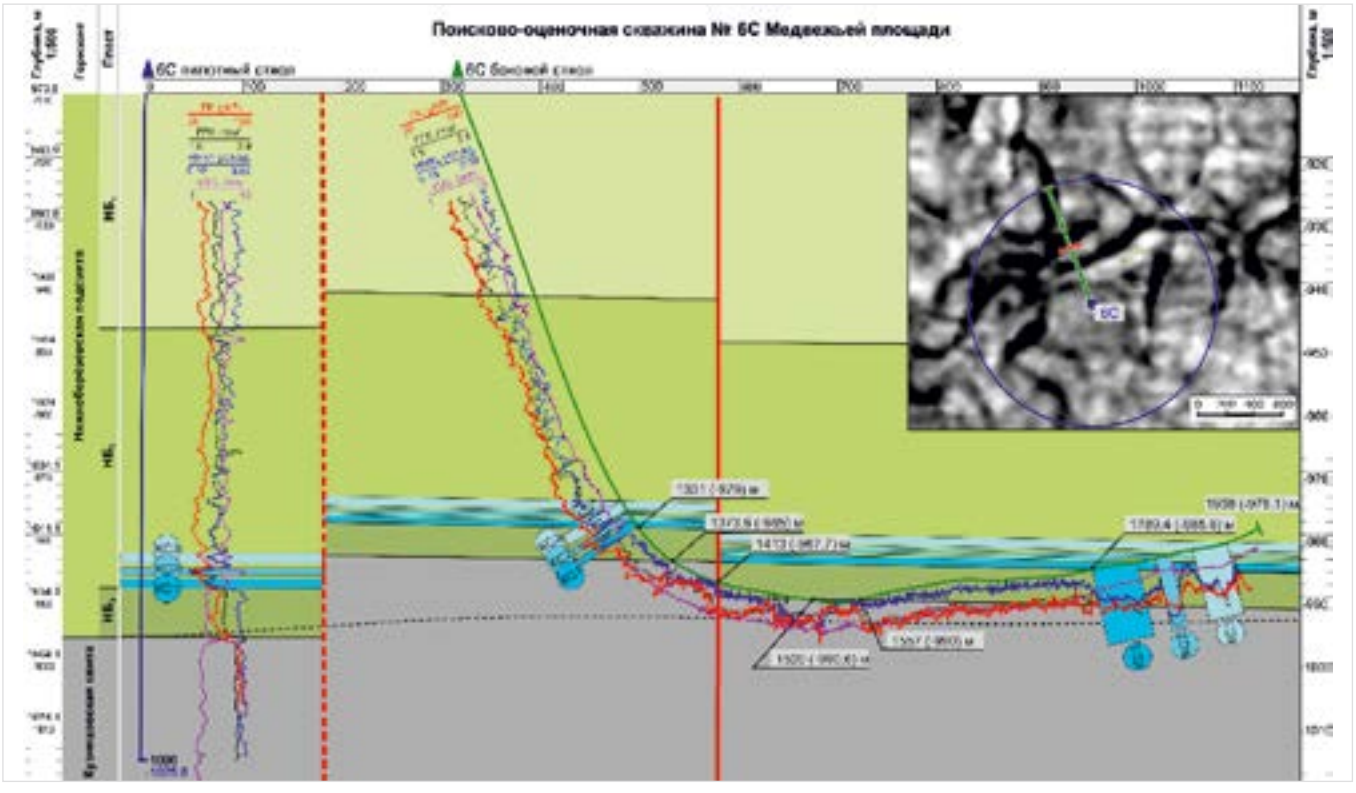


Рис. 1. Схема корреляции разрезов пилотного и бокового стволов скважины 6С Медвежьего месторождения
Fig. 1. Correlation scheme of sections of the pilot and sidetracks of well 6C of Medvezhye field

стволе. Однако фактическое развитие событий значительно отличалось от предполагаемого. Далее в статье приведены отметки глубин с описанием соответствующих им событий. Все упомянутые в последующем отметки представлены на рисунке 1.

Бурение бокового ствола до глубины 1 331 м (абс. отм. -979 м) проходило в штатном режиме, при дальнейшем углублении, по данным датчиков каротажа, в процессе бурения (LWD) резко выросли показания ГК, превышая среднее значение по разрезу нижнеберезовской подсвиты, далее на отметке 1 373,6 м (абс. отм. -985 м) был зафиксирован новый максимум показаний ГК, уже явно характерный для радиоактивных глин кузнецовской свиты.

В связи с этим материалы телеметрии были оперативно привлечены для корреляции разрезов скважин. Согласно разработанной методике, были выделены все основные корреляционные слои (всего 21 слой), в том числе пачка КС1–КС3. Результаты корреляции позволили сделать однозначный вывод о том, что горизонтальный ствол фактически вскрыл кровлю кузнецовской свиты на глубине выше ожидаемой на 11 м.

Учитывая результаты корреляции, геологическая служба приняла решение о корректировке проектной траектории скважины. Технологический отдел разработал траекторию с «восстающим» забоем и рассчитал возможность доведения нагрузки как при бурении, так и при спуске хвостовика.

При дальнейшем бурении на отметке 1 413 м (абс. отм. -987,7 м) показания ГК ожидаемо снизились, что свидетельствовало о входе ствола в пласт $НБ_3$, однако далее на отметке 1 520 м (абс. отм. -990,6 м) показания вновь повысились и стали достигать уровня, характерного для кузнецовской свиты. На этом моменте стал очевидным факт того, что процесс бурения проходит в зоне малоамплитудных тектонических нарушений. Единственно правильным решением в таких условиях было продолжить бурение до максимальной технически возможной глубины забоя.

На глубине 1 557 м (абс. отм. -990 м) показания ГК вновь снизились до уровня пласта $НБ_3$, что продолжалось до отметки 1 789,4 м (абс. отм. -985,6 м). Далее началась серия подъемов и снижений на диаграмме ГК, сопровождающаяся резким повышением показаний по газовому каротажу, что позволило однозначно интерпретировать данный интервал как пачку корреляционных слоев КС1–КС3. На глубине 1 959 м (абс. отм. -979,1) бурение горизонтального ствола прекращено — выход на целевой горизонт осуществлен.

Также следует отметить, что после того как данные LWD-системы были извлечены из памяти аппаратуры, была произведена комплексная интерпретация данных электрических, радиоактивных (ГГК-П, НКТб, ГК) и акустического методов ГИС. В результате уточнены геолого-геофизические характеристики выделенных ранее корреляционных слоев и границы залегания продуктивных пластов.

На основе данной информации построена финальная схема корреляции бокового и горизонтального стволов скважины 6С (рис. 1), на которой красной вертикальной линией отражена идентифицированная граница тектонического сдвига. А также на рисунке 1 представлена первая условная граница тектонического блока (пунктирная красная вертикальная линия).

В результате представленный в работе методический прием позволил в процессе бурения горизонтального участка скважины 6С Медвежьего месторождения зафиксировать тектонический блок, имеющий амплитуду сдвига 11 м и протяженность менее 550 м.

Итоги

Бурение горизонтального ствола поисково-оценочной скважины 6С Медвежьего месторождения подтвердило наличие малоамплитудных тектонических сдвигов, обнаруженных ранее по сейсмическим данным в отложениях нижнеберезовской подсвиты.

Доказано, что корреляция геолого-геофизической информации по пилотному и горизонтальному участкам скважины (данные телеметрии) является эффективным методическим приемом по отслеживанию положения текущего забоя скважины в геологическом разрезе. При этом наличие сдвига границ реперных интервалов и смена их очередности позволяют идентифицировать границы тектонических дислокаций.

Представленный в работе способ, в случае скважины 6С Медвежьего месторождения, позволил оперативно скорректировать траекторию ствола и вывести забой скважины в целевой продуктивный интервал.

Выводы

Наличие малоамплитудных тектонических дислокаций необходимо учитывать при проектировании поисково-оценочных, разведочных и последующих эксплуатационных скважин, при обосновании дизайна гидроразрыва пласта, а также в целом при разработке стратегии освоения трудноизвлекаемых запасов сенонского комплекса Медвежьего месторождения.

В целях снижения уровня геологических неопределенностей в процессе корреляции исследуемого разреза, рекомендуется дополнить телеметрию LWD-систем методами гамма-гамма плотностного и нейтронного каротажей.

Литература

1. Стригоцкий С.В., Масленников В.В. О газопроявлениях при бурении скважин на Медвежьем месторождении // ВНИИЭГазпром. 1974. № 4. С. 8–12.
2. Черепанов В.В., Пятницкий Ю.И., Хабибуллин Д.Я., Ситдиков Н.Р., Варягов С.А., Нересов С.В., Оголодков Д.Ю. Перспективы наращивания ресурсной базы газовых месторождений на поздней стадии разработки путем изучения промышленного потенциала нетрадиционных коллекторов надсеноманских отложений // Геология и нефтегазоносность западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации). 2014. С. 28–36.
3. Нежданов А.А., Огибенин В.В, Скрылёв С.А. Строение и перспективы газоносности сенонских отложений севера Западной Сибири // Газовая промышленность. 2012. № S 676. С. 32–37.
4. Пережогин А.С., Нежданов А.А., Смирнов А.С. Перспективы освоения сенонского газоносного комплекса севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 6. С. 42–45.
5. Дорошенко А.А., Карымова Я.О. Характеристика пустотного пространства опок сенонских отложений севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 6. С. 23–27.
6. Карымова Я.О. Литолого-емкостная модель пустотного пространства наноколлекторов нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 3. С. 20–24.
7. Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. Газонасыщенность нетрадиционного коллектора нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири и ее связь с минеральным составом и структурой пустотного пространства // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 3. С. 26–31.
8. Родивилов Д.Б., Кокарев П.Н., Мамяшев В.Г. Оценка газонасыщенности нетрадиционных коллекторов сенонских отложений севера Западной Сибири // Каротажник. 2018. № 9. С. 18–25.
9. Родивилов Д.Б. Трудноизвлекаемые запасы газа нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири: опыт определения эффективных толщин и оценки подсчетных параметров коллекторов // Недропользование XXI век. 2018. № 6. С. 112–119.

ENGLISH

Results

Drilling of the horizontal borehole of well 6C confirmed the presence of low-amplitude tectonic displacements, previously detected from seismic data in the sediments of the lower Berezovskaya subformation.

Proved that the correlation of geological and geophysical information on the pilot and horizontal sections of the well (telemetry data) is an effective methodological technique for tracking the position of the current well bottom in the geological section. At the same time, the presence of a shift in the boundaries of the reference intervals and a change in their order make it possible to identify the boundaries of tectonic dislocations.

The method presented in the work, in the case of well 6C of the Medvezhye field, made it possible to promptly correct the trajectory of the wellbore and bring the bottom of the well into the target productive interval.

Conclusions

The presence of low-amplitude tectonic dislocations will help in the design of exploration and subsequent production wells, in the development of a hydraulic fracturing design, as well as, in general, in the development of a strategy for the development of hard-to-recover senonian gas of the Medvezhye field.

In order to reduce the level of geological uncertainties in the process of data correlation, we recommended supplementing telemetry of LWD-systems with gamma density and neutron porosity logging.

References

1. Strigotsky S.V., Maslennikov V.V. On gas occurrences during drilling of wells at Medvezhye field. VNIIEGazprom, 1974, issue 4, P. 8–12. (In Russ).
2. Cherepanov V.V., Pyatnitsky Yu.I., Khabibullin D.Y., Sitdikov N.R., Varyagov S.A., Nersesov S.V., Oglodkov D.Yu. Pospects for increasing the resource base of gas deposits at the later stage of development by studying the industrial potential of nadsenomansky nadsenoman. Geology and oil and gas potential of the western siberian megabasin (experience, innovations), 2014, P. 28–36. (In Russ).
3. Nezhdanov A.A., Ogibenin V.V., Skrylev S.A. The structure and prospects of gas content of the Senonian deposits of the north of Western Siberia. Gas Industry, 2012, issue S 676, P. 32–37. (In Russ).
4. Perezhogin A.S., Nezdhanov A.A., Smirnov A.S. Gas potential of senonian deposits in the north of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2015, issue 6, P. 42–45. (In Russ).
5. Doroshenko A.A., Karymova Ya.O. Properties of voids in the senonian gaize of the northern part of West Siberia. Exposition Oil Gas, 2017, issue 6, P. 23–27. (In Russ).
6. Karymova Ya.O. Lithological-capacitive models of voids of nano-reservoirs in the lower berzovskaya subseries in the north of the West Siberia. Exposition Oil Gas, 2018, issue 3, P. 20–24. (In Russ).
7. Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamyashev V.G. Gas saturation of the non-traditional reservoir of the lower berezovskaya subformation of the north of the West Siberia, and its relation to the void mineral composition and structure. Exposition Oil Gas, 2018, issue 3, P. 26–31. (In Russ).
8. Rodivilov D.B., Kokarev P.N., Mamyashev V.G. Gas saturation evaluation of unconventional reservoirs in northern West Siberia senonian sediments. Karotazhnik, 2018, issue 9, P. 18–25. (In Russ).
9. Rodivilov D.B. Hard-to-recover reserves of the lower berezovskaya subformation of the north of the West Siberia: experience of reservoir zonation and volume parameters evaluation. Nedropolzovanie XXI vek, 2018, issue 6, P. 112–119. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родивилов Данил Борисович, заместитель начальника отдела анализа и интерпретации данных ГИС, Филиал «Газпром недра НТЦ» ООО «Газпром недра», Тюмень, Россия
Для контактов: d.rodivilov@nedra.gazprom.ru

Нежданов Алексей Алексеевич, д. г-мин. н., заместитель начальника центра обработки и интерпретации данных геофизических методов, Филиал «Газпром недра НТЦ» ООО «Газпром недра», Тюмень, Россия

Штоль Антон Владимирович, ведущий инженер отдела технологий строительства скважин и организации сервисных работ, ООО «Газпром недра», Тюмень, Россия

Rodivilov Danil Borisovich, deputy head of GIS data analysis and Interpretation Department, Branch "Gazprom nedra STC" "Gazprom nedra" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: d.rodivilov@nedra.gazprom.ru

Nezhdanov Aleksey Alekseevich, doctor of geological and mineralogical sciences, deputy head of geophysical methods data processing and Interpretation center, Branch "Gazprom nedra STC" "Gazprom nedra" LLC, Tyumen, Russia

Shtol Anton Vladimirovich, lead engineer of the well construction technology well construction and service works organization department, "Gazprom Nedra" LLC, Tyumen, Russia

KEHUA TECH

ЖЕЛЕЗНАЯ ВЫНОСЛИВОСТЬ

Kehua FR-UK DL 10-120 кВА

Московская область, г. Химки
Вашутинское шоссе, д. 200, стр. 1
Т/Ф: +7 (495) 103 18 88
E-mail: info@kehuatech.ru
www.kehuatech.ru

Официальное представительство Kehua Tech на территории Российской Федерации:
ООО «Продукция компании Кехуа Хенгшенг торговый офис»

Промышленный Ethernet

Промышленные коммутаторы Ethernet

DSL-удлинители Ethernet

Промышленные медиа конвертеры

Промышленные защищенные маршрутизаторы

Промышленные шлюзы Ethernet

Программное обеспечение для управления промышленной сетью

Устройства сетевой защиты

IPS/IDS системы

IPS/IDS Firewall

Программное обеспечение для мониторинга и управления системой кибербезопасности

MOXA®

Представительство компании MOXA

www.moxa.com; russia@moxa.com; +7 495 287 09 29

Интеллектуальные Сети для Цифровизации Нефтегазовой Отрасли

Решения для промышленной автоматизации и связи

Промышленная беспроводная связь

Промышленная беспроводная точка доступа / мост / клиент

Промышленный сотовый шлюз

Преобразователи интерфейсов

Конвертеры и повторители интерфейсов

Удаленная автоматизация

Системы удаленного ввода/вывода

Промышленные компьютеры

Панельные компьютеры и дисплеи

Компактные компьютеры x86 серии

ARM системы для промышленного интернета вещей

Ex IEC IECEx -40°C 75°C

Lloyd's Register ClassNK ABS DNV·GL

Hytera

Телекоммуникации и ИТ в нефтегазовой отрасли

Компания Hytera хотела бы официально пригласить вас на выставку Нефтегаз-2021

- Время проведения: 26-29 апреля 2021 г.
- Место проведения: Москва, Экспоцентр
- Павильон 2, Зал 3, Стенд №23В70

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-25-28 УДК 622.24 I Научная статья

Химический состав фильтрата бурового раствора на водной основе как важнейший показатель качества

Алешкин С.В., Мартынов С.М.
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
svaleshkin@udmurtneft.ru, smmartunov@udmurtneft.ru

Аннотация
В работе приведены результаты лабораторных исследований химического состава фильтрата, минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора, влияния фильтратов исследуемых буровых растворов на параметры бурения, на фильтрационно-емкостные свойства карбонатных и терригенных нефтенасыщенных отложений месторождений Удмуртии. Исследования проведены на образцах буровых растворов, кернового материала, проб нефти и пластовых вод.

Материалы и методы
Для исследования были использованы следующие методы: изучение и анализ литературы по теме исследования; экспериментальные методы в лаборатории промывочных жидкостей на основании методик, представленных в ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008); статистическая обработка экспериментальных данных; оценка, анализ и обобщение полученных результатов. В качестве материалов для экспериментального метода использовались химические реагенты и реактивы, применяемые в буровых растворах при бурении скважин на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова
буровой раствор, фильтрат, карбонатный коллектор, терригенный коллектор, щелочность, жесткость

Для цитирования
Алешкин С.В., Мартынов С.М. Химический состав фильтрата бурового раствора на водной основе как важнейший показатель качества // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 25–28. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-25-28

Поступила в редакцию: 29.12.2020

UDC 622.24 I Original Paper

Chemical composition of water-based drilling mud filtrate as the most important quality indicator

Aleshkin S.V., Martunov S.M.
“Izhevsk Oil Research Center” CJSC, Izhevsk, Russia
svaleshkin@udmurtneft.ru, smmartunov@udmurtneft.ru

Abstract
The paper presents the results of laboratory studies of the chemical composition of the filtrate of mineralized starch-biopolymer drilling mud, the influence of the filtrates of the studied drilling fluids on the drilling parameters, on the filtration and capacitance properties of carbonate and terrigenous oil-saturated deposits of Udmurtia deposits. The studies were carried out on samples of drilling fluids, core material, oil and reservoir water samples

Material and methods
The following methods were used for the researches: study and analysis of the literature on the subject of the study, experimental methods in the laboratory of washing liquids based on the methods presented in GOST 33213-2014 (ISO 10414-1:2008), statistical processing of experimental data, evaluation, analysis and generalization of the results obtained. Chemical reagents and reagents used in drilling fluids when drilling wells in the territory of the Udmurt Republic were used as materials for the experimental method.

Keywords
drilling mud, filtrate, carbonate reservoir, terrigenous reservoir, alkalinity, hardness

For citation
Aleshkin S.V., Martunov S.M. Chemical composition of water-based drilling mud filtrate as the most important quality indicator. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 25–28. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-25-28

Received: 29.12.2020

Нефтяные месторождения Удмуртской Республики имеют сложное геологическое строение, большая часть запасов нефти относится к трудноизвлекаемым, что обусловлено следующими факторами:

- высокой вязкостью нефти;
- низкой проницаемостью коллекторов, неоднородностью;
- малой эффективной толщиной пластов коллекторов.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) в существующих условиях ОАО «Удмуртнефть» ведет исследовательские работы по усовершенствованию технологических процессов строительства скважин [1]. Неотъемлемой частью таких процессов является изучение коллекторских свойств продуктивных пластов и влияние на них буровых промывочных жидкостей (БПЖ).

Подавляющее большинство горных пород, слагающих продуктивные пласты месторождений нефти ОАО «Удмуртнефть», состоят из известняков, глинистость (содержание в минеральном скелете породы частиц с эффективным диаметром менее 10 мкм) которых варьируется от 10 до 50 %. Отрицательно заряженные кристаллы глины в поровом пространстве находятся в виде коллоидных частиц и легко поглощают катионы: Na^+, K^+, Ca^{2+}. Изменение концентрации ионов в пластовом флюиде в результате снижения концентрации соли или pH при попадании фильтрата бурового раствора (БР) может привести к набуханию глинистой частицы (смектитовые глины) и закупорке пор либо отделению от поверхности пор, миграции (каолинитовые, иллитовые глины) и дальнейшей закупорке пор [2].

При бурении на соленасыщенном буровом растворе фильтрат содержит большое количество ионов, которые способны дестабилизировать асфальтеновые частицы в пластовой нефти и образовать устойчивую эмульсию. Вышеперечисленные процессы приводят к снижению проницаемости и нарушению коллекторских свойств продуктивного пласта, усложняя последующее освоение и добычу углеводородов.

На месторождениях ОАО «Удмуртнефть» в процессе строительства скважины присутствуют вышеперечисленные проблемы, в той или иной степени. При этом физические параметры буровых промывочных жидкостей всегда соответствуют проектным значениям. Исследование фильтрата буровых промывочных жидкостей, применяемых на месторождениях ОАО «Удмуртнефть», позволит подобрать оптимальную рецептуру буровых растворов, подобрать реагенты-понизители фильтрации, кольматанты.

В полевых условиях инженеру по буровым растворам крайне важно понимать химические процессы, происходящие в системе «буровой раствор». Измерение параметров pH, Pf, Mf дает понимание щелочности бурового раствора или его фильтрата. Знание щелочности является важным фактором для многих буровых работ для обеспечения правильного контроля химического состава бурового раствора. Для правильного действия добавок к буровым растворам, особенно некоторых дефлокулянтов, требуется щелочная среда. Щелочность ионов гидроксила (OH^-) обычно рассматривается как полезная, в то время как щелочность карбонатов (CO_3^{2-}) и/или бикарбонатов (HCO_3^-) может оказывать отрицательное влияние на характеристики бурового раствора [3, 4]. Интерпретация щелочности фильтрата включает вычисление разницы между результатами титрования.

Табл. 1. Компонентный состав образцов бурового раствора
Tab. 1. Component composition of drilling fluid samples

Тип БР	Дисперсионная среда	Компонентный состав
МКБПР 1	Пластовая вода, привезенная с Чутырского месторождения, на которой фактически готовится БР	Крахмал — 25 кг/м³ (2,5 %) Биополимер — 2 кг/м³ (0,2 %) Мел ММС2 — 30 кг/м³ (3 %) Пеногаситель — 5 л/м³ (0,5 %) Смазочная добавка — 10 л/м³ (1 %) Бактерицид — 1 л/м³ (0,1 %)
МКБПР 2	Пресная вода с добавлением хлористого натрия (NaCl), хлористого кальция ($CaCl_2$) и хлористого калия (KCl) для достижения необходимой плотности	То же, что и МКБПР 1 + NaCl — 201 кг/м³ KCl — 40 кг/м³ $CaCl_2$ — 36 кг/м³
МКБПР 3	Пресная вода с добавлением хлористого натрия (NaCl), хлористого калия (KCl) и мела разнофракционного для достижения необходимой плотности	То же, что и МКБПР 1 + Мел ММС2 — 60 кг/м³ (6 %) NaCl — 270 кг/м³ KCl — 92 кг/м³
МКБПР 4	То же, что и МКБПР 1	То же, что и МКБПР 1 +NaOH 2 кг/м³
МКБПР 5	То же, что и МКБПР 2	То же, что и МКБПР 2 +NaOH 2 кг/м³
МКБПР 6	То же, что и МКБПР 3	То же, что и МКБПР 3 +NaOH 2 кг/м³

Для изучения фильтрата был взят компонентный состав минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора МКБПР, который используется при бурении наклонно направленных скважин, зарезке боковых наклонно направленных стволов в карбонатных породах верейского и башкирского ярусов на объектах ОАО «Удмуртнефть».

Лабораторные исследования

На I этапе исследований за компонентную основу (дисперсную фазу) была взята существующая рецептура бурового раствора МКБПР, и приготовлено 6 образцов буровых растворов, при этом менялся только химический состав дисперсионной среды (табл. 1).

На II этапе исследований за основу взяли те же растворы, что и на I этапе, но добавили в рецептуру всех образцов дополнительный компонент — гидроксид натрия (или каустическую соду) NaOH в концентрации 2 кг/м³ (табл. 1).

После приготовления образцов бурового раствора были произведены контрольные замеры параметров согласно ГОСТ [4].

На III этапе были проведены керновые испытания по проникновению фильтрата бурового раствора.

Оценка фильтрата бурового раствора МКБПР

Химический анализ фильтрата буровых растворов показал, что образцы раствора (МКБПР 1, 2, 3 и 4) с высоким содержанием ионов $Ca^{2+} > 19{,}0$ г/л и pH < 8,3 имеют только бикарбонатную щелочность: присутствуют только бикарбонат-ионы в количестве от 439,2 мг/л до 841,8 мг/л (рис. 2), что говорит о нестабильности параметров бурового раствора и трудности их контроля в процессе бурения. Изменить тип щелочности можно, дополнительно обработав реагентами-регуляторами щелочности (каустической содой, гашеной известью): бикарбонат не может существовать в присутствии гидроксила, поэтому восстанавливается до карбоната.

Образец раствора МКБПР 5 с содержанием $Ca^{2+} = 18{,}2$ г/л и pH = 8,8 имеет карбонатную и бикарбонатную щелочность: присутствуют бикарбонат-ионы 183 мг/л и карбонат-ионы 300 мг/л (рис. 2). Параметры такого раствора не стабильны, но перевести щелочность в карбонатно-гидроксильную или гидроксильную легче за счет обработки реагентами-регуляторами щелочности.

Образец раствора МКБПР 6 с содержанием $Ca^{2+} = 2{,}0$ г/л и pH = 10,8 имеет карбонатную и гидроксильную щелочность:

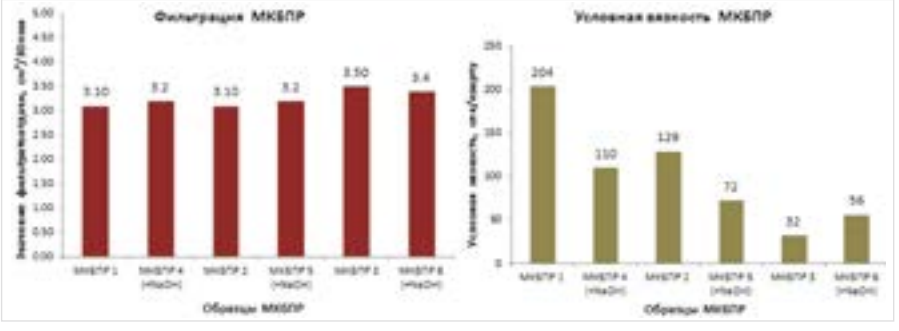


Рис. 1. Сравнение различных рецептур МКБПР по физическим показателям
Fig. 1. Comparison of different ICDPR formulations by physical parameters

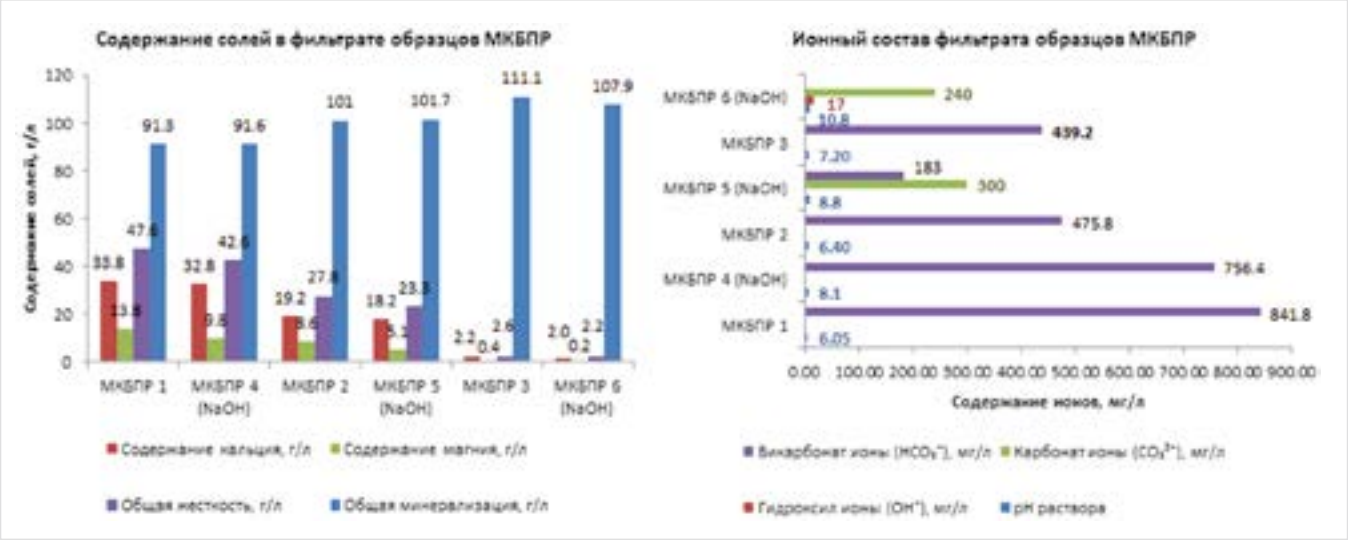


Рис. 2. Сравнение различных рецептур МКБПР по ионному составу и содержанию солей
Fig. 2. Comparison of different ICDPR formulations by ionic composition and salt content

присутствуют карбонат-ионы 240 мг/л и гидроксил-ионы 17 мг/л (рис. 2). Параметры данного раствора стабильны. Дополнительная обработка реагентами-регуляторами щелочности данного бурового раствора полностью переведет щелочность в гидроксильную.

Как видно из рисунка 2, в образце МКБПР 6 при низком содержании солей Ca^{2+} и Mg^{2+} общая минерализация выше, чем в образце МКБПР 1, приготовленном на пластовой воде. При проникновении дисперсионной среды бурового раствора МКБПР 6 в продуктивный пласт в процессе фильтрации снижения пористости и ухудшения проницаемости пласта происходить не будет за счет ингибирования глинистых частиц ионами Na^{+} и K^{+}, содержащихся в буровом растворе в достаточном количестве в виде солей (табл. 1). При совокупном анализе химических и физических показателей всех образцов МКБПР для целей бурения наиболее оптимальна рецептура образца МКБПР 6 (рис. 1–2).

Стоит отметить, что прослеживается связь между увеличением pH бурового раствора и содержанием солей в фильтрате бурового раствора: чем ниже содержание солей Ca^{2+} и Mg^{2+}, тем выше pH бурового раствора при идентичной концентрации гидроксида натрия (рис. 3).

Оценка проникновения фильтрата буровых растворов МКБПР

Согласно статье [5] экспериментально установлено, что глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт напрямую связана с фильтро-емкостными свойствами горной породы: с улучшением коллекторских свойств буровой раствор проникает в пласт на большую глубину.

Для МКБПР в качестве моделей пластов были использованы цилиндрические образцы керна нефтенасыщенных карбонатных пород верейского (известняк органогенно-обломочный) и башкирского (известняк, известняк органогенно-обломочный) ярусов месторождений Удмуртии:

- Северной структурно-тектонической зоны Верхнекамской впадины. Шесть образцов, имеющих среднюю пористость $K_п$ = 0,195 д. ед., среднюю проницаемость по газу $K_{прг}$ = 0,0925 мкм^2, объем пор $V_{пор}$ = 4,08×10-6 м^3;
- Киенгопской группы месторождений Удмуртии. Три образца, имеющих среднюю пористость $K_п$ = 0,164 д. ед., среднюю проницаемость по газу $K_{прг}$ = 0,185 мкм^2, объем пор $V_{пор}$ = 3,91×10-6 м^3.

Предварительно образцы были очищены горячей экстракцией и высушены. Методом полупроницаемой мембраны в поровом пространстве образцов была сформирована остаточная водонасыщенность, в качестве модели пластовой воды использовали минерализованную воду плотностью 1 170 кг/м^3. Затем образцы монтировали в кернодержатель и прокачкой нефти создавали начальную нефтенасыщенность.

С целью воздействия на модель пласта буровым раствором были выбраны 2 образца (по результатам II этапа исследований):

- МКБПР 1, непосредственно используется при бурении скважин;
- МКБПР 6, наиболее оптимальная рецептура для целей бурения.

Средняя глубина проникновения фильтрата для МКБПР 1 составила 0,38 см, средняя глубина проникновения МКБПР 6 — 0,40 см, т.е. глубина проникновения фильтрата МКБПР 1 ниже, чем у МКБПР 6.

Глубина проникновения фильтрата бурового раствора в пласт в значительной степени определяется водоудерживающей способностью бурового раствора (параметр фильтратоотдача) [6]. Однако восстановление фильтрационных свойств после воздействия буровыми растворами для менее проницаемых карбонатных коллекторов происходит в заметно меньшей степени [5].

Стоит отметить, что глубина проникновения также зависит от реологических

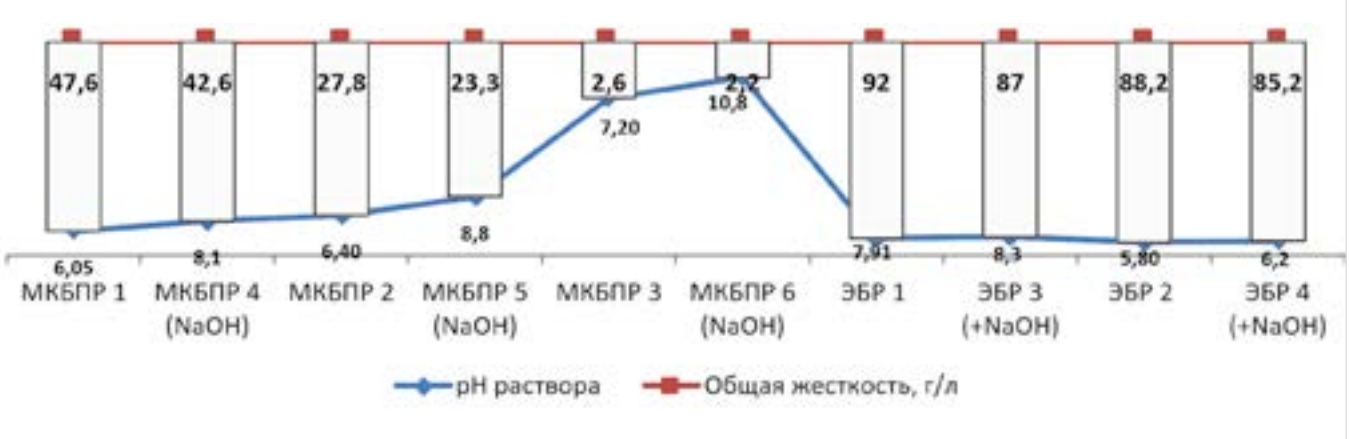


Рис. 3. Зависимость pH и содержания солей в буровом растворе
Fig. 3. Dependence of pH and salt content in drilling mud

характеристик БР: чем выше условная вязкость, тем меньше глубина проникновения фильтрата. При сравнении совокупности факторов двух образцов буровых растворов: глубины проникновения фильтрата, фильтратоотдачи, условной вязкости, МСП — для целей бурения наиболее оптимальна рецептура образца МКБПР 6.

Итоги

Результаты проделанной работы нашли своё применение при бурении скважин Шарканского месторождения. Выданные рекомендации по обработке буровых растворов на основании полученных экспериментальных данных помогли сократить риски возникновения осложнений и были внедрены на постоянной основе при бурении скважин на месторождениях ОАО «Удмуртнефть».

Выводы

По итогам проведенных лабораторных исследований фильтрата буровых растворов, используемых при бурении скважин на территории Удмуртской Республики, можно сделать следующие выводы.

1. Для системы МКБПР, используемой при бурении нефтенасыщенных карбонатных пород верейского и башкирского ярусов, рекомендуется следующее:
   - в качестве дисперсионной среды использовать техническую пресную воду;
   - в качестве утяжелителей использовать хлористый натрий и калий;
   - в качестве утяжелителя и кислоторастворимого микрокольматанта использовать карбонат кальция с концентрацией не менее 60 кг/м^3;
   - для регулирования структурно-механических свойств раствора и химических свойств фильтрата использовать гидроксид натрия в концентрации более 2 кг/м^3.
2. При бурении скважин вести постоянный контроль химических свойств бурового раствора и фильтрата БР (pH, Pf, Mf, содержание кальция и магния, хлоридов) с целью заблаговременного выявления потенциально «вредных» примесей в составе бурового раствора и корректировки программы обработки.
3. С целью предотвращения снижения пористости и ухудшения проницаемости продуктивного пласта рекомендуется использовать буровые растворы с дисперсной средой, содержащей хлористый натрий и калий.

Литература

1. Руководство по предупреждению загрязнения нефтенасыщенных пластов. РД 39-0147009-510-85. Краснодар: ВНИИКРнефть, 1985.
2. Нацепинская А.М., Гаршина О.В., Татауров В.Г., Гребнева Ф.Н. Основные направления совершенствования безглинистых буровых растворов на основе полисахаридов для вскрытия продуктивного пласта // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 8. С. 123–127.
3. Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов. М.: Недра, 1979. 239 с.
4. ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Контроль параметров буровых растворов в промысловых условиях. Растворы на водной основе. М.: Стандартинформ, 2015. 75 с.
5. Милютинский И.Л., Дмитриев А.П., Игумнов И.А., Миронычев В.Г. Воздействие фильтратов минерализованного крахмально-биополимерного бурового раствора (МКБПБР) на фильтрационные свойства карбонатных коллекторов месторождений Удмуртии // Инженер-нефтяник. 2019. № 1. С. 13–17.
6. Мавлютов М.Р., Нигматуллина А.Г., Валеева Н.А. Вскрытие продуктивных пластов с использованием полимерных растворов с регулируемой кольматацией // Нефтяное хозяйство. 1999. № 3. С. 20–23.

ENGLISH

Results

The results of the work done have found their application in the drilling of wells in the Sharkansky birthplace. The recommendations issued for the treatment of drilling fluids based on the experimental data obtained helped to reduce the risks of complications, and were implemented on a permanent basis when drilling wells in the fields of JSC Udmurtneft.

Conclusion

Based on the results of laboratory studies of the filtrate of drilling fluids used in drilling wells on the territory of the Udmurt Republic, the following conclusions can be drawn.

1. For the ICBPR system used in drilling oil-saturated carbonate rocks of the Verey and Bashkir tiers, the following is recommended:
   - use technical fresh water as a dispersion medium;
   - use sodium chloride and potassium as weighting agents;
   - use calcium carbonate with a concentration of at least 60 kg/m^3 as a weighting agent and an acid-soluble microcolmatant;
   - for regulating structural-mechanical properties of mortar and chemical properties of the leachate to use sodium hydroxide in a concentration of more than 2 kg/m^3.
2. When drilling continuous monitoring of the chemical properties of drilling mud and filtrate drilling mud (pH, Pf, Mf, calcium and magnesium chlorides) with the aim of early identification of potentially harmful impurities in the composition of drilling mud and adjustment of the treatment program.
3. In order to prevent a decrease in porosity and deterioration of the permeability of the productive formation, it is recommended to use drilling fluids with a dispersed medium containing sodium chloride and potassium.

References

1. Instruction to prevent contamination of oil-saturated layers RD 39-0147009-510-85. Krasnodar: VNIIKRneft, 1985. (In Russ).
2. Nacepinskaya A.M., Garshina O.V., Tataurov V.G., Grebneva F.N. The main directions of improvement of clay-free drilling fluids based on polysaccharides for opening a productive reservoir. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2002, issue 8, P. 123–127. (In Russ).
3. Miheev V.L. Technological properties of drilling fluids. Moscow: Nedra, 1979, 239 p. (In Russ).
4. GOST 33213-2014 (ISO 10414-1:2008). Field testing of drilling fluids. Water-based fluid. Moscow: Standartinform, 2015, 75 p. (In Russ).
5. Milyutinskij I.L., Dmitriev A.P., Igumnov I.A., Mironychev V.G. The effects of filtrates of mineralized starch-biopolymer drilling fluids (MSBDF) on the filtration properties of carbonate reservoirs in the Udmurt Republic. Inzhener-neftyanik, 2019, issue 1, P. 13–17. (In Russ).
6. Mavlutov M.R., Nigmatullina A.G., Valeeva N.A. The opening of productive layers with the use of polymer solutions with adjustable mudding. Oil industry, 1999, issue 3, P. 20–23. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Алешкин Сергей Викторович, главный специалист группы инженерно-технологического сопровождения строительства скважин, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
Для контактов: svaleshkin@udmurtneft.ru

Мартынов Сергей Михайлович, руководитель группы инженерно-технологического сопровождения строительства скважин, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
Для контактов: smmartunov@udmurtneft.ru

Aleshkin Sergey Viktorovich, chief specialist of the group of engineering and technological support of well construction, "Izhevsk Oil Research Center" CJSC, Izhevsk, Russia
Corresponding author: svaleshkin@udmurtneft.ru

Martunov Sergey Mihailovich, head of the group of engineering and technological support of well construction, "Izhevsk Oil Research Center" CJSC, Izhevsk, Russia
Corresponding author: smmartunov@udmurtneft.ru

НОВАЯ СЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

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) 298-32-45, info@nskomp.ru
www.nskomp.ru

Переход к новой энергетике: как в России и Бразилии в партнерстве с «Сименс Энергетика» реализуются масштабные проекты

Мировые энергетические системы в настоящее время проходят процесс трансформации, в котором главная роль отводится экологически нейтральным технологиям. Однако переход к устойчивой энергосистеме будущего не произойдет в одночасье, а ее декарбонизация не ограничивается исключительно развитием возобновляемой энергетики. Сегодня в обществе есть четкое понимание, что для устойчивого развития в будущем необходимо уже сегодня формировать новую энергетику. Компания «Сименс Энергетика» располагает уникальными технологиями для модернизации и перевооружения существующих мощностей. Представляем примеры эффективного внедрения ее решений, которые помогли создать безопасные и экологичные энергетические объекты, предполагающие работу как на традиционном, так и на альтернативном топливе. На предприятиях Группы ТАИФ в России с помощью «Сименс Энергетика» таким топливом послужил синтетический газ, ранее сжигаемый в факелах, а в проекте, реализованном совместно с бразильской компанией Braskem, были использованы возможности водорода.

Новые станции ТАИФ: на пути устойчивого развития

Современные турбины для безопасного энергоснабжения

Когда-то нефтехимические предприятия наносили серьезный ущерб окружающей среде, но сегодня благодаря модернизации этот образ, к счастью, уходит в прошлое. Один из путей повышения экологичности таких производств — установка современных турбин. Так, выбросы парниковых газов от парогазовой установки на базе турбины 2000E на 35 % меньше, чем от паротурбинного энергоблока, который работает на газе, и на 65 % меньше, чем от паротурбинного блока, который работает на угле.

Две такие турбины SGT5-2000E и одну паровую турбину SST-600 компания «Сименс Энергетика» поставила для строительства под ключ парогазовой электростанции мощностью 495 МВт, которое велось на предприятии «Нижнекамскнефтехим» Группы ТАИФ. Это первый проект компании «Сименс Энергетика» в России, где она выступила в качестве EPC-подрядчика. Новый энергетический объект обеспечит безопасным, надежным и эффективным энергоснабжением производственные площадки нефтехимического предприятия.

Ключевой особенностью электростанции в г. Нижнекамске станет возможность работы на синтетическом газе — побочном продукте нефтехимического производства самого предприятия. Это, с одной стороны, снижает объем выбросов, а с другой — приводит к значительной экономии затрат на эксплуатацию электростанции. Основным топливом для нее станут продукты переработки попутных нефтяных газов — отдувка от технологических процессов. Их утилизация в газотурбинных установках будет производиться по самым жестким российским и европейским требованиям к составу и объему уходящих в атмосферу газов, что существенным образом улучшит экологическую обстановку в Нижнекамском промышленном узле.

Мощность энергостанции составит почти 500 МВт, она станет базой для промышленности всего региона и будет работать на чистом сингазе, то есть фактически на отходах производств ПАО «Нижнекамскнефтехим», которые раньше сгорали на факелах. Теперь они будут поступать в топки, вырабатывая энергию и тепло в количестве, достаточном для безостановочной деятельности всего НКНХ, а не только будущего этиленового комплекса, при этом значительно сократится нагрузка на окружающую среду нефтехимической столицы республики.

Сингаз снижает затраты на производство

Партнерство «Сименс Энергетика» и ТАИФ не ограничивается одним проектом. Компании также вместе участвуют в строительстве электростанции мощностью 250 МВт для предприятия «Казаньоргсинтез». «Сименс Энергетика» выступает EPC-подрядчиком и поставит ПГУ-250 на основе газовой турбины.

Этот проект предполагает использование сингаза в качестве топлива для газотурбинной установки, что позволит снизить воздействие на окружающую среду. Как и на ПАО «Нижнекамскнефтехим», в этом случае также используется побочный продукт самого производства — сингаз выделяется в результате пиролиза на заводе этилена «Казаньоргсинтез». В настоящее время он не имеет дальнейшего применения. Направляя его на газотурбинную установку, предприятие решит сразу две задачи: снабжения ПГУ топливом и утилизации побочных продуктов производства этилена.

Современные решения, которые применяются при строительстве ПГУ-250, обеспечат безопасное, надежное и эффективное энергоснабжение. Запуск новой станции запланирован на 2023 г. Проект позволит оптимизировать затраты на производство конечной продукции и одновременно снизить воздействие на окружающую среду.

В партнерстве с Braskem: перспективы водорода

Собственный путь

Переход от ископаемого топлива к энергии из возобновляемых источников актуален для всего мира, но каждой стране приходится искать собственные пути.

Одной из самых обсуждаемых в современном мире становится тема водородной энергетики. Компания «Сименс Энергетика» уже реализует ряд проектов в области водорода по всему миру.

Для производства энергии из водорода «Сименс Энергетика» глубоко доработала газотурбинные технологии и предлагает, по сути, новый инновационный продукт. Уже сегодня газовые турбины могут работать с самыми разными долями водорода в газовой топливной смеси. У большинства новых газовых турбин большой мощности из линейки «Сименс Энергетика» возможная доля использования водорода достигает 30 %, а решения в классе турбин на базе авиационного двигателя уже могут работать на чистом 100 % водороде. К 2030 г. все новые или модернизированные турбины смогут работать полностью на чистом водородном топливе.

Компания «Сименс Энергетика» разработала когенерационную установку, использующую в качестве топлива остаточный технологический газ с высоким содержанием водорода, чтобы сократить объемы потребления воды и уровень выбросов CO_2 на одном из предприятий компании Braskem, расположенной в штате Сан-Паулу.

Сократить убытки, снизить выбросы в атмосферу

Braskem терпела производственные убытки из-за недостаточной эффективности водо- и газопотребления и постоянных расходов на техобслуживание. При этом перед ней стояла задача сократить свое влияние на окружающую среду за счет минимизации потребления воды и сокращения уровня выбросов CO_2.

Найти решение ей помогла компания «Сименс Энергетика». Ее специалисты внимательно изучили проблемы, с которыми столкнулась Braskem, и разработали для нее когенерационную установку, использующую в качестве топлива остаточный технологический газ с высоким содержанием водорода.

Общие инвестиции «Сименс Энергетика» и Braskem составят 110 млн долларов США, а завершение работ запланировано на 2021 г.

Достичь несколько целей сразу

Две газовые турбины SGT-600 и установка комбинированного цикла, разработанные компанией «Сименс Энергетика», будут производить 38 мегаватт энергии и 160 т пара в час. По оценкам Braskem, проект по модернизации позволит сократить потребление крекинговой установкой воды на 11,4 %, а выбросы CO_2 — на 6,3 %, что снизит влияние компании на окружающую среду и приблизит достижение целей устойчивого развития. Объем выбросов NOx турбин составит не более 25 млн$^{-1}$.

Компании «Сименс Энергетика» этот проект также позволит добиться цели, поставленной еще в начале 2019 г.: постепенно увеличивать объемы использования водорода в качестве топлива для газовых турбин по меньшей мере на 20 % к 2020 г. и на 100 % к 2030 г. Реализация проекта Braskem даст возможность перевыполнить план. Объем водорода, сжигаемого двумя газовыми турбинами SGT-600, составляет 60 % от общего объема потребляемого топлива.

Технологии компании «Сименс Энергетика» (турбины с системой сжигания топлива DLE и компрессоры) характеризуются высокой надежностью, доступностью и производительностью и на 15 % превосходят первоначальные требования. Они позволяют избежать повышения цен на продукцию, а также значительно уменьшают уязвимость нефтехимического гиганта перед неисправностями электросети.

«Модернизация процесса производства энергии — часть нашего проекта Vesta. Она позволит нам достичь целей устойчивого развития за счет сокращения общего потребления предприятием электроэнергии на величину, эквивалентную объему энергии, которую потребляет город с населением в один миллион человек», — говорит Луис Пасин, директор по производству компании Braskem в Сан-Паулу.

«Уверенность Braskem в выборе компании «Сименс Энергетика» в качестве стратегического партнера для реализации этого сложного проекта обусловлена нашими технологическими и эксплуатационными возможностями, — комментирует Кристиан Шёк, руководитель подразделения промышленного применения представительства компании «Сименс Энергетика» в Бразилии. — Инновационная модель BOO позволит Braskem направить свои ресурсы на выполнение ключевых бизнес-задач, передав инвестиции в разработку, внедрение, эксплуатацию и техническое обслуживание теплоэнергетической установки компании «Сименс Энергетика».

Водород — недостающее звено?

Водород уже достаточно давно и достаточно пристально рассматривается как один из вариантов на роль недостающего звена, необходимого для создания экологически безопасной и устойчивой энергетики. В одном из идеальных сценариев не столь отдаленного будущего в качестве топлива для газовых турбин используется только «зеленый» водород, полученный в результате электролиза воды с использованием электричества из возобновляемых источников.

Большие перспективы водорода в возобновляемой энергетике видит и Дженни Ларфельдт, старший специалист по технологиям сжигания топлива компании «Сименс Энергетика» в г. Финспонг (Швеция). По ее мнению, ключ к успешному увеличению доли водорода в топливных смесях — изменение конструкции горелок.

Водород отличается очень высокой скоростью распространения пламени, что может привести к повреждению горелки в случае затягивания пламени внутрь. В «Сименс Энергетика» использовали 3D-печать для оптимизации конструкции горелки DLE (dry low emission — сухое подавление выбросов) и увеличения скорости восходящего потока газовоздушной топливной смеси для предотвращения повреждений оборудования горелки. Поскольку все больше предприятий нефтегазовой промышленности отдают предпочтение экологически безопасному топливу, это решение может найти широкое применение не только в Бразилии, но и в других странах мира. Вероятнее всего, его ключевыми потребителями станут крупные нефтеперерабатывающие предприятия и предприятия по производству пластмасс.

SIEMENS energy

www.siemens-energy.com/ru

«ЗТС «ДОН» НА СТРАЖЕ ИНСТРУМЕНТА РОССИЙСКИХ БУРОВИКОВ!

НАПЛАВОЧНЫЕ ИЗНОСОСТОЙКИЕ МАТЕРИАЛЫ

- **ПРОВОЛОКА ДЛЯ ЗАЩИТНОЙ НАПЛАВКИ ХАРДБЕНДИНГ — ZTS HARD-32 GS**
  Диаметр – 1,6 мм
  Применяется в газах: Ar 100 %, Ar 98+2 (CO2), CO2, Смесь К-18, без газа
  Твердость: 58–60 HRC
  Тест ASTM G65 – 0,0668 г

- **ПРОВОЛОКА ДЛЯ ЗАЩИТНОЙ НАПЛАВКИ ХАРДБЕНДИНГ НЕМАГНИТНЫХ ТРУБ — ZTS 4048NM GS**
  Диаметр – 2,0 мм
  Твердость: 45–47HRC
  Немагнитные свойства сохраняются, благодаря специально подобранному составу

- **ПРОВОЛОКА ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДИАМЕТРА БУРИЛЬНОЙ ТРУБЫ – ZTS DPBS4 GS**
  Применяется в газах: Ar 100%, Ar 98+2 (CO2), CO2, Смесь К-18
  Твердость: 32-34 HRC
  Механические свойства соответствуют требованиям
  ГОСТ 32696-2014 (ISO 11961:2008)

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ СЕРВИСНОГО РЕМОНТА

PDC долот, фрезеров, райберов, бур.головок и т.д.

- **ПОРОШКИ ДЛЯ ГАЗОПЛАМЕННОЙ НАПЛАВКИ**
  ЗТС 60WC – основа NiCrSiB (55HRC) + колотый WC-W2C
  ЗТС 60SWC – основа NiCrSiB (55HRC) + сферичный WC-W2C
  ЗТС 70WC – основа NiCrSiB (55HRC) + колотый WC-W2C
  ЗТС 70SWC– основа NiCrSiB (55HRC) + сферичный WC-W2C
  Признанное высочайшее качество карбида вольфрама ЗТС ДОН мировыми производителями наплавочных материалов для нефтегазовой отрасли.

- **ШНУРОВОЙ ПРИПОЙ ДЛЯ НАПЛАВКИ**
  ZTS FM 65 05 – основа NiCrSiB (45HRC) + колотый WC-W2C
  ZTS FMS 65 05 – основа NiCrSiB (55HRC) + сферичный WC-W2C
  Выпускаемые диаметры шнуров: 5,0 мм, 6,0 мм, 8,0 мм

- **КОМПОЗИЦИОННЫЙ ПРУТОК ДЛЯ ИНСТРУМЕНТА КРС И ЗБС**
  Доступные фракции от 0,4 мм до 9,5 мм
  Композиционный пруток ЗТС 70/30 основа латунь, дробленый ВК8
  Композиционный пруток ЗТС 70/30 основа латунь, звездочка ВК8
  Композиционный пруток ЗТС 70/30 основа никель, дробленый ВК8
  Композиционный пруток ЗТС 70/30 основа латунь, звездочка ВК8

ТВЕРДОЕ КАЧЕСТВО, ЭКОНОМИЯ, ГИБКОСТЬ!

РОССИЯ, РОСТОВСКАЯ ОБЛАСТЬ,
г. БАТАЙСК, ОЛЬГИНСКИЙ ТУПИК, 27 «А»
+7 863 308-9-701, +7 917 583-77-50
INFO@ZTSDON.COM, ZTSDON.RU

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-33-36 УДК 622.276 I Научная статья

Негативные факторы, влияющие на целостность эксплуатационных колонн скважин, и методы предупреждения нарушения герметичности

Насыров А.М., Епифанов Ю.Г.
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Ижевск, Россия
amdakh-nasyrov@rambler.ru

Аннотация
Основной элемент конструкции скважины, определяющий продолжительность службы скважин, - это эксплуатационная колонна (ЭК). Преждевременный выход из строя эксплуатационной колонны требует значительных расходов на ее восстановление, а нерентабельность восстановления ее ремонтными методами приводит к неоправданным затратам на ликвидацию скважины и бурение дублирующей скважины. В статье кратко охарактеризованы влияние негативных факторов на целостность ЭК скважин и изложены возможности снижения их влияния. Предложены конкретные рекомендации.

Материалы и методы
Фактические данные исследования скважин геофизическими, гидродинамическими методами, аналитические методы обобщения промысловых данных, инженерные расчеты технологических процессов.

Ключевые слова
эксплуатационная колонна скважины, термобарическое воздействие, паронагнетательные скважины, воздействие коррозии, скважинный защитный состав, ремонтно-изоляционные работы, опрессовочное давление

Для цитирования
Насыров А.М., Епифанов Ю.Г. Негативные факторы, влияющие на целостность эксплуатационных колонн скважин, и методы предупреждения нарушения герметичности // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 33–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-33-36

Поступила в редакцию: 06.11.2020

UDC 622.276 I Original Paper

Negative factors affecting the integrity of production strings and methods for preventing leakage

Nasyrov A.M., Epifanov Yu.G.
Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
amdakh-nasyrov@rambler.ru

Abstract
The main element of the well design, which determines the life of the wells, is the production strings (PS). Premature failure of the production strings requires significant expenses for its restoration, and the unprofitability of its restoration by repair methods leads to unjustified expenses for abandoning the well and drilling a duplicate well. The article briefly describes the impact of negative factors on the integrity of the PSs of the wells and outlines the possibilities to reduce their impact. Specific recommendations are offered.

Materials and methods
Actual data of well survey by geophysical, hydrodynamic methods, analytical methods of generalization of field data, engineering calculations of technological processes.

Keywords
production strings of a well, hermos-baric action, steam injection wells, corrosion effects, downhole protective composition, repair and insulation works, pressure testing

For citation
Nasyrov A.M., Epifanov Yu.G. Negative factors affecting the integrity of production strings and methods for preventing leakage. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 33–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-33-36

Received: 06.11.2020

Объекты первостепенной важности нефтедобывающего предприятия — это эксплуатационные скважины. Увеличение срока службы скважин является в настоящее время актуальнейшей задачей для большинства нефтяных компаний страны. Данная задача имеет одновременно экономическую, техническую и экологическую важность.

Основной элемент конструкции скважины, определяющий продолжительность службы скважин, — это эксплуатационная колонна (ЭК). Преждевременный выход из строя ЭК требует значительных расходов на ее восстановление, а нерентабельность восстановления ее ремонтными методами приводит к неоправданным затратам на ликвидацию скважины и бурение дублирующей скважины.

Известно, что негерметичность ЭК является причиной загрязнения обширных зон грунтовых и пластовых вод питьевого качества или неконтролируемого выхода на рельеф огромного количества пластовых флюидов (газа, нефти, соленой воды), а иногда и причиной открытых нефтегазоводопроявлений (НГВП).

Эксплуатационная колонна нефтяных и нагнетательных скважин в период своего функционирования подвергается следующим воздействиям:

- горно-геологическому;
- коррозии внутренней и внешней поверхности;
- температурному;
- высокому давлению при технологических операциях;
- механическому;
- тектоническому;
- химическому (кислотные обработки);
- комплексному.

Рассмотрим воздействие некоторых из этих негативных факторов более подробно, поскольку на практике технический персонал при проведении технологических операций не учитывает весь комплекс факторов, воздействующих на ЭК, чем создает экстремальные условия работы колонны.

Тектоническое воздействие на повреждение ЭК скважин в Волго-Уральском районе маловероятно, однако полностью исключать возможность нарушения механической целостности колонн из-за небольших тектонических движений (до 3 баллов) пластов не следует. Более того, ряд специалистов утверждает [3], что на территории разрабатываемых месторождений происходит оседание пластов, которое может привести к деформации обсадных колонн скважин.

Горно-геологическое воздействие на ЭК возникает в зависимости от свойств горных пород по разрезу скважины, от стратиграфии и тектоники слагаемых горных пород, а также от интенсивности отбора флюидов из скважины. Например, при насыщении водой и набухании глинистых составляющих пластов могут возникнуть огромные сминающие и разрывающие эксплуатационную колонну усилия. Значительные разрушающие ЭК усилия создаются и при очень низких забойных давлениях, а также при различных методах воздействия на призабойную зону пластов (ПЗП). Во всех этих случаях необходимо выполнять оценочные расчеты для обеспечения целостности ЭК.

Термобарическое воздействие на ЭК при эксплуатации скважин и источники напряжения металла. Температурные колебания в скважине вызывают дефект колонны в большинстве случаев в виде разрывов и сколов, причем значительная часть из них по телу муфты. Повреждения ЭК такого рода дефектами находятся, как правило, в интервале 0–350 м [4]. Данному факту мы даем следующее объяснение.

Эксплуатационная скважина заливается цементом при подвешенном состоянии, что создает значительные растягивающие напряжения в верхней части эксплуатационных колонн из-за собственного веса ЭК (F_1 = 30 ÷ 35 т в жидкости). В интервалах некачественного цементажа, в основном в верхней части ЭК, это напряжение в металле сохраняется.

Кроме того, в паронагнетательных скважинах заливку колонны производят под предварительной натяжкой до 100 т с расчетом, что при нагревании эксплуатационной колонны это напряжение нейтрализуется.

При технологических обработках, промывках скважин за счет повышенного давления в эксплуатационной колонне создается напряжение в теле колонны вдоль оси скважины под действием возникающего усилия, рассчитываемого по формуле:

$$F = 0{,}785 \times D_в^2 \times P \times (H), \qquad (1)$$

где F — растягивающее усилие, Н;

$D_в$ — внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м;

P — избыточное давление, Н/м^2.

При глушении, промывках скважин в зимнее время за счет охлаждения эксплуатационной колонны создаются значительные разрывные усилия, рассчитываемые по формуле:

$$P = \alpha \times E \times F \times \Delta t \times (H), \qquad (2)$$

где α — коэффициент линейного расширения — 11,5 × 10^{-6} град$^{-1}$;

E — модуль упругости — 20,5 × 10^{10} Н/м^2;

F — площадь сечения металла обсадных труб, м^2;

Δt — перепад температур, °С.

Например, в случае глушения скважины с ЭК диаметром 168 × 8 мм в зимнее время (температура соленой воды +2 °С) перепад температур Δt = 20 °С, а давление закачки жидкости глушения достигнет 10 МПа, то растягивающее усилие от избыточного давления составит 181 400 Н, или 18,1 т силы. Кроме того, за счет температурных напряжений растягивающее усилие составит:

$$P = 11{,}5 \times 10^{-6} \times 20{,}5 \times 10^{10} \times 0{,}0057 \times 20 = 268\,755 \text{ Н} = 26{,}9 \text{ т}.$$

Суммарное усилие на разрыв колонны с учетом предварительной натяжки ЭК составит:

$$\sum F = F_1 + F + P = 30 + 18{,}1 + 26{,}9 = 75 \text{ т}.$$

Для паронагнетательных скважин при переходе от длительной закачки пара на закачку холодной воды суммарное усилие на разрыв достигает 150 и более тонн. Поэтому при резком охлаждении скважины создаются условия для разрыва ЭК.

Анализ термобарического воздействия на ЭК позволил сделать вывод о необходимости расклинивания ЭК от кондуктора, т.е. снятия предварительного натяжения. Это выполнили на 70 скважинах, пробуренных под нагнетание пара на Гремихинском

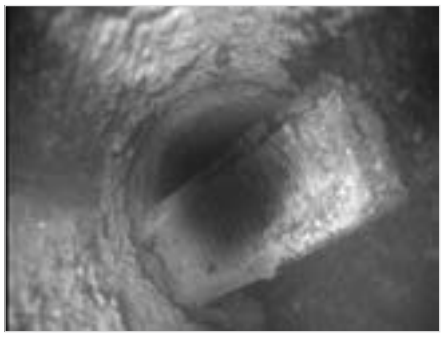


Рис. 1. Упавшая плашка застряла на стыке обсадных труб
Fig. 1. The dropped spider die is stuck at the junction of the strings pipes

месторождении, после чего обрывы эксплуатационных колонн резко сократились.

Таким образом, все вышеперечисленные факторы создают в теле обсадных труб растягивающие усилия, зависящие от температуры и давления, создаваемых в скважине, сопоставимые с остаточной прочностью обсадных труб. Инженерно-технические работники, составляющие планы по обработке призабойных зон, ремонтно-изоляционным работам и другим видам капитального и текущего ремонта, а также при организации закачки холодной воды в нагнетательные скважины в зимнее время, обязаны учитывать все вышеуказанные факторы и выполнить предварительные оценочные расчеты нагрузок на колонну [2].

Механическое воздействие. Обсадные трубы в процессе эксплуатации подвергаются и значительному механическому воздействию при установке пакеров, якорей и спецоборудования, при скребковании, райбировании и проработке долотом от цементной корки, солевых отложений и выполнении других работ.

На рисунке 1 показана упавшая в скважину плашка от спайдера. С учетом ударной нагрузки при спуске печати конец плашки создает напряжение более 700 кг/см^2, что может быть причиной разгерметизации колонны. На фотографии видно также, что стенки эксплуатационной колонны подверглись сильной язвенной коррозии.

Во всех вышеуказанных случаях стенки ЭК получают серьезные повреждения, снижая прочность ЭК.

Химическое воздействие. В процессе выполнения кислотных обработок призабойных зон, при промывках скважин агрессивными жидкостями, термохимических обработках по различным причинам возникают возможности химического воздействия агрессивных жидкостей и газов на металл ЭК, снижая при этом прочностные свойства обсадных труб. Персонал нефтепромыслов обязан учитывать этот фактор и не допускать длительного контакта агрессивных сред с ЭК.

Воздействие коррозии на эксплуатационную колонну. Усиленному воздействию коррозии подвергаются ЭК добывающих скважин ниже интервала приема насоса, где содержится пластовая вода, а также ЭК нагнетательных скважин, закачивающих сточную воду.

В системе разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления нагнетательные скважины играют исключительную роль, поскольку через них идет

Рис. 2. Насосно-компрессорные трубы, поднятые из нагнетательной скважины сточной воды. Надпакерное затрубное пространство не было заполнено защитным составом
Fig. 2. Tubing lifted from a wastewater injection well. The above-packer annulus was not filled with a protective compound

Рис. 3. Питтинговая коррозия обсадных труб нагнетательной скважины сточной воды
Fig. 3. Pitting corrosion of casing pipes of a wastewater injection well

восполнение энергии пласта. В связи с этим к надежности и долговечности нагнетательных скважин предъявляются повышенные требования.

Обсадные колонны нагнетательных скважин работают в тяжелых условиях. Внутренняя поверхность ЭК и наружная часть насосно-компрессорных труб (НКТ) при заполнении скважин сточной водой подвергаются интенсивной электрохимической, химической и бактериальной коррозии (рис. 2, 3).

Для предотвращения внутренней коррозии эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах в ОАО «Удмуртнефть» используются скважинные защитные составы (патент № 2143055 3.99110836 «Скважинный защитный состав от коррозии»). Скважинные защитные составы предназначены для заполнения межтрубного пространства и должны обладать следующими качествами:

- бактерицидными свойствами;
- инертностью к металлу обсадных труб и НКТ или наличием ингибирующего эффекта;
- способностью поглощать сероводород;
- постоянством физико-химических свойств в течение длительного времени;
- способностью не образовывать нерастворимых продуктов реакции в контакте с заколонными водами и не ухудшать состояние призабойной зоны при закачке в пласт;
- недефицитностью;
- технологичностью при использовании.

Скважинный защитный состав поддерживает его антикоррозионные свойства в затрубном пространстве нагнетательных скважин на значительный период работы скважины (до года и более) за счет содержащихся в жидкости компонентов, обеспечивающих связывание сероводорода, подавление жизнедеятельности сульфатвосстанавливающих бактерий, появление которых возможно в межтрубном пространстве. Такие свойства защитных составов позволяют предохранять от интенсивной коррозии наружные стенки НКТ и внутренние стенки эксплуатационных колонн (рис. 4).

В эксплуатационных скважинах интенсивному коррозионному процессу подвергаются обсадные трубы ниже приема насоса, где находится преимущественно пластовая вода. Выше приема насоса в затрубе скважины находится чистейшая нефть и затрубный газ, в связи с чем коррозия в этом интервале незначительная.

Поскольку требования высокой механической прочности обсадных труб не позволяют применять композитные материалы или футеровку труб органическими материалами, эмалью, — наиболее рациональным методом предупреждения коррозии является применение легированных сталей. Например, против сероводорода применяют устойчивые к коррозии сорта стали путем добавления в состав металла хрома от одного до тринадцати процентов.

По электрохимзащите эксплуатационных колонн скважин от коррозии значительных работ выполнено не было, поэтому этот вопрос в данной работе не рассматривается.

Очень важной и ответственной операцией является испытание на герметичность (опрессовка) эксплуатационных колонн после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР). Для предупреждения растрескивания цементного кольца и нарушения герметичности заколонного пространства максимальные величины давления при проведении опрессовки ЭК и технологических операций предлагается принять согласно расчетам А.М. Руцкого («ВНИИКРнефть») [1].

Исходя из существующего опыта, предлагаются следующие ограничения:

- если РИР колонны проводились установкой металлических пластырей, то давление опрессовки берется исходя из характера нарушения и механических свойств пластыря и, как правило, не превышает 8–9 МПа;
- при опрессовке эксплуатационных колонн, имеющих нарушения в интервале спуска кондуктора, давление необходимо ограничить величиной опрессовочного давления для кондуктора;
- после производства РИР в нижних интервалах давление опрессовки ограничивается величиной опрессовочного давления вышележащих интервалов, где проводились изоляционные работы;
- в случае, когда РИР колонны выполнены выше продуктивных пластов и дефектное место колонны после ремонта не выдерживает необходимое давление, тогда этот интервал колонны защищают двухпакерным устройством.

Серьезным фактором предупреждения нарушения целостности эксплуатационных колонн является системный мониторинг их состояния. Для этого на предприятиях

Рис. 4. Схема работы нагнетательных скважин сточной воды при заполнении затрубного пространства защитным антикоррозионным составом
Fig. 4. Scheme of operation of wastewater injection wells when filling the annular space with a protective anticorrosive compound

по добыче нефти составляется график комплексного исследования скважин геофизическими методами, так называемых ОТСЭК (оценка технического состояния эксплуатационных колонн). Результаты ОТСЭК в ряде случаев позволили предотвратить возможные НГВП на открытый рельеф в виде грифонов с большими экономическими затратами на их устранение.

Кроме целевых геофизических исследований предприятия также практикуют мониторинг целостности ЭК при выполнении других операций без значительных дополнительных затрат. Например, опрессовка ЭК при обработке призабойных зон, акустический каротаж при инклинометрии ствола скважины и т.д.

Надо отметить, что в нефтяной отрасли для гарантированной защиты целостности ЭК в настоящее время существует достаточный арсенал технических средств и технологий, при комплексном применении которых можно успешно нейтрализовать факторы, негативно действующие на целостность эксплуатационных колонн.

Итоги

Проанализировано влияние негативных факторов на целостность ЭК скважин и изложены возможности и методы предупреждения нарушения целостности обсадных труб. Предложены конкретные рекомендации.

Выводы

1. Температурные колебания в скважинах при проведении технологических операций являются источником значительных напряжений в эксплуатационных колоннах, а также потенциальным источником повреждения ЭК.
2. При глушении скважин в зимнее время не допускать закачку жидкости глушения при температуре ниже плюс 8–10 градусов в сочетании с высокими давлениями закачки.
3. Наиболее актуальной проблемой на большинстве предприятий добычи нефти становится целостность эксплуатационных колонн в нагнетательных скважинах сточной воды. В данном случае эффективными мероприятиями на практике стали применение футерованных или стеклопластиковых НКТ, заполнение надпакерной зоны скважины защитными составами, жесткий контроль параметров работы скважины при обслуживании.
4. Интенсивная коррозия — один из основных факторов, снижающих продолжительность службы эксплуатационной колонны. Поскольку требования высокой механической прочности обсадных труб не позволяют применять композитные материалы и внутреннюю футеровку, предлагается применять устойчивые к коррозии сорта стали.
5. После проведения РИР колонны необходимо применять щадящие условия опрессовки и эксплуатации эксплуатационных колонн скважин.
6. Проведенные исследования показывают высокой уровень агрессивности в коррозионном отношении добываемой жидкости после соляно-кислотных обработок. Поэтому предлагается после обработки призабойных зон соляной кислотой промыть скважину пресной водой до полной нейтрализации остатков кислоты.
7. Долговечность службы скважин и эксплуатационных колонн зависит от многих факторов, начиная от стадии проектирования, применяемых материалов, цементной заливки, кончая условиями эксплуатации. Поэтому на нефтедобывающих предприятиях необходимо разрабатывать и осуществлять комплекс организационных, технических и технологических мероприятий по обеспечению необходимой продолжительности службы ЭК и скважин.

Литература

1. Руцкий А.М. Расчет максимального давления в обсадных трубах, при котором не происходит растрескивание цементного кольца. Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992.
2. Емельянов А.В., Шатило С.П. Технология чистого свинчивания обсадных труб или опыт внедрения отечественных разработок // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 6. С. 10–11.
3. Леонтьев М.В., Коваль М.Е., Воронин А.А., Корнев А.Ю., Ляпин И.Н., Вагнер А.В., Семушенков С.И., Федосеев Д.А., Старостин Д.В., Поляков С.П. Технологические решения по предотвращению деформации обсадных колонн в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2019. № 5. С. 22–25.
4. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. М.: Инфра-Инженерия, 2019. 356 с.

ENGLISH

Results

The influence of negative factors on the integrity of the wells was analyzed and the possibilities and methods of preventing the violation of the integrity of strings pipes were outlined. Specific recommendations are offered.

Conclusions

1. Temperature fluctuations in wells during technological operations are a source of significant stresses in production strings, as well as a potential source of damage to the production strings.
2. When killing the well, prevent from injecting the killing fluid into the well at 8-10 degrees along with high pressure injection.
3. The topical issue for the most of the oil producing companies is the integrity of the flow strings in the waste injection wells. In this case using coated or fibeglass tubings has proven itself as the most efficient along with filling the above-packer zone with the protective fluids, and strict control over well operation parameters during the well service.
4. Intense corrosion is one of the main factors that reduce the life of the production strings. Since the requirements for high mechanical strength of strings pipes do not allow the use of composite materials and internal lining, it is proposed to use corrosion-resistant steel grades.
5. After carrying out the repair and insulation works of the strings, it is necessary to apply sparing conditions for pressure testing and operation of the production strings of wells.
6. The surveys show a high level of corrosiveness of the produced fluid after the acid treatment. Thus, the suggestion is to circulate the well with fresh water until comlete acid removal after the borehole zone acid treatment.
7. The durability of wells and production strings depends on many factors, from the design stage, materials used, and cement filling, and ending with operating conditions. Therefore, in oil producing enterprises it is necessary to develop and implement a set of organizational, technical and technological measures for ensuring the required duration of the service of the production strings and wells.

References

1. Rutskiy A.M. Calculation of the maximum pressure in the casing, at which no cracking of the cement ring occurs. Krasnodar: VNIIKrneft, 1992. (In Russ).
2. Emelyanov A.V., Shatilo S.P. Technology of clean make-up of casing pipes or experience in introducing domestic developments. Exposition Oil Gas, 2011, issue 6, P. 10-11. (In Russ).
3. Leontiev M.V., Koval M.E., Voronin A.A., Kornev A.Yu., Lyapin I.N., Vagner A.V., Semushenkov S.I., Fedoseev D.A., Starostin D.V., Polyakov S.P. Technological solutions to prevent deformation of casing strings in wells. Oil Industry, 2019, issue 5, P. 22-25. (In Russ).
4. Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. Operation of oil fields in difficult conditions. Moscow: Infra-Engineering, 2020, 356 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Насыров Амдах Мустафаевич, к.т.н, профессор института нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Ижевск, Россия
Для контактов: amdakh-nasyrov@rambler.ru

Епифанов Юрий Геннадиевич, доцент института нефти и газа им М.С. Гуцериева, Ижевск, Россия

Nasyrov Amdakh Mustafaevich, ph.d., professor, Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
Corresponding author: amdakh-nasyrov@rambler.ru

Epifanov Yuriy Gennadievich, assistant professor, Institute of oil and gas named after M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

SAMARAGIPS

БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ

- цементирование в условиях ММП
- ликвидация поглощений технологических жидкостей
- ремонт скважин

Основные особенности материала

- оптимальное время загустевания и сроки схватывания
- быстрый набор начальной прочности
- отсутствие усадки
- хорошая текучесть тампонажной смеси
- водоудерживающая способность
- отсутствие расслоения смеси
- низкая водоотдача

Технические характеристики БСС

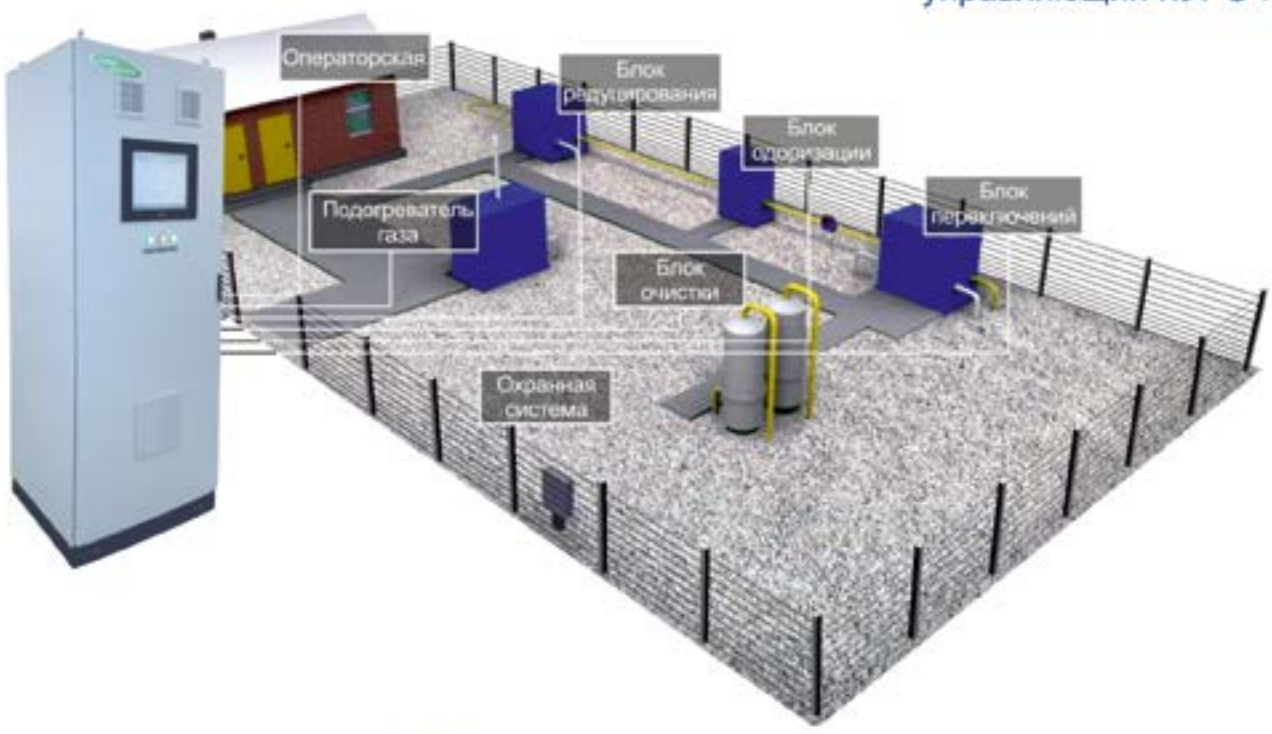
Подбор рецептур быстросхватывающихся смесей производится исходя из скважинных условий

- плотность БСС 1,6–1,9 г/см^3
- время загустевания до 70 Вс 90-240 мин
- прочность за 6–8 часов не менее 10 Мпа (1450 Psi)

Центр технологий применения продуктов SAMARAGIPS
+7 (846) 277 79 97 (доб. 4074)
+7 (937) 991 31 24
medvedev.y@samaragips.ru
www.samaragips.ru

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Аппаратура контроля вибрации
Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчик перемещения ДП-И

Датчик виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Датчик виброскорости ДИВ

Датчик вибрации трёхкоординатный ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:
ООО «ЭНЕРГОГАЗПРИБОР»
Нижний Новгород, ул.Трудовая, 14
Тел./факс +7 (831) 434-11-23, 434-11-24
www.vvgnn.com, e-mail: info@vvgnn.com

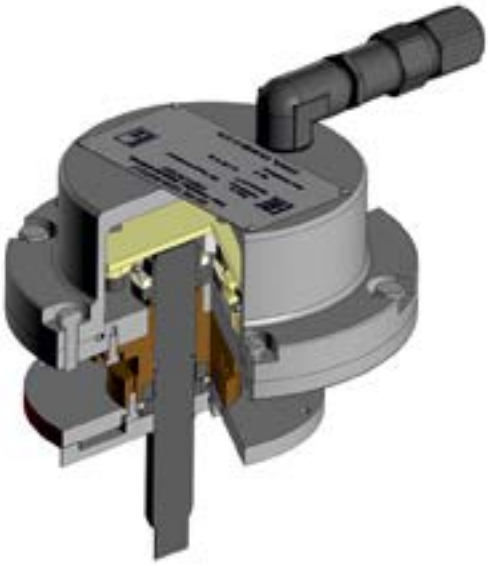
САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

АСОГ ИЦФР.423314.001-13...15
(блочное исполнение для любых типов ГРС)

Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Блок концевых переключателей БКП КЛИЖ.421411.001



АСОГ ИЦФР.423314.001...-06
(на замену капельницы для любых типов ГРС)

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:
ООО «НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ»
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15
Тел./факс +7 (83130) 5-99-15
www.volgogaz.com, e-mail: sekretar@volgogaz.com

ЦУТ
СЕРВИС

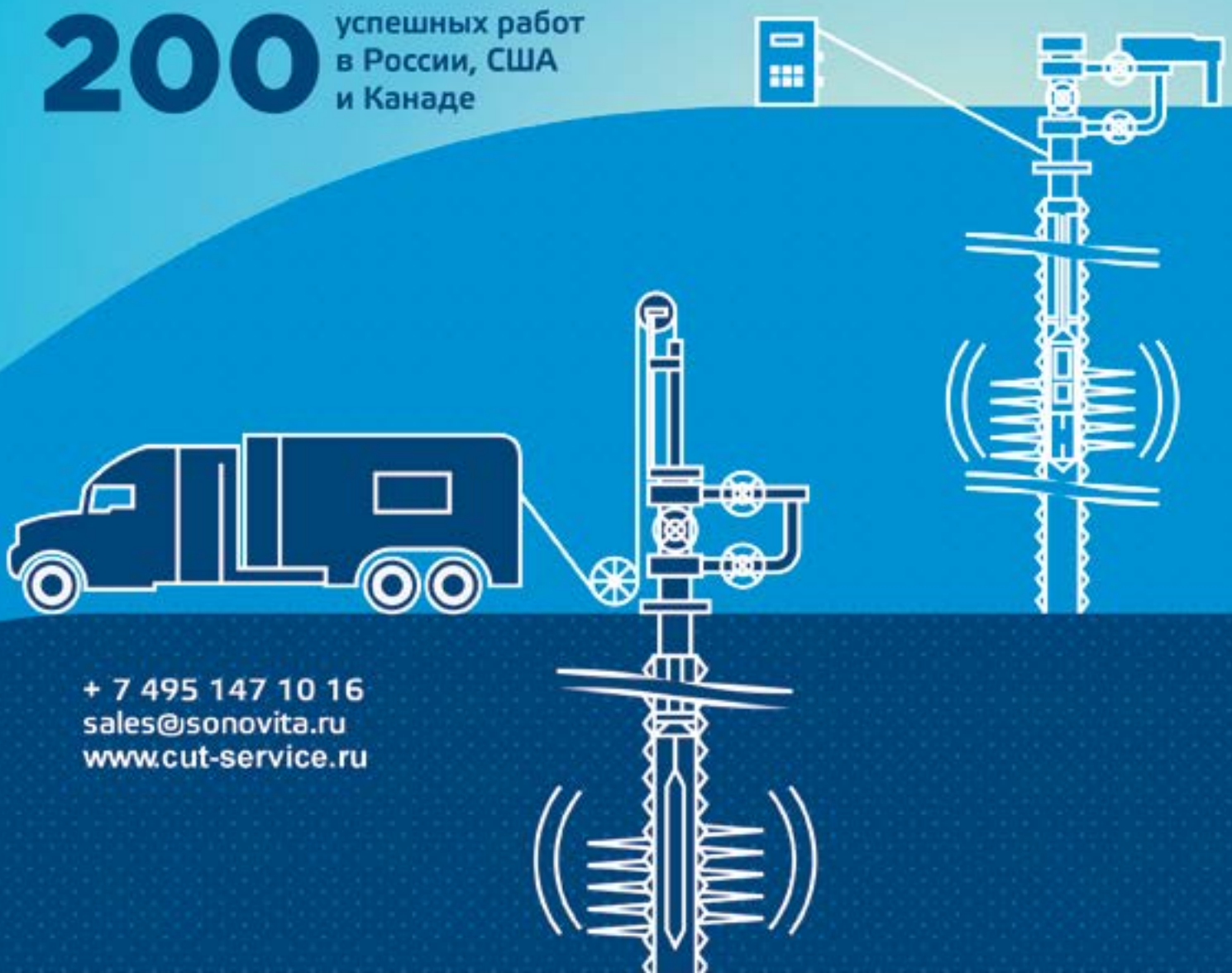
ЦЕНТР УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

- СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ
- СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ
- ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ
- ПОВЫШЕНИЕ ДЕБИТА
- ИННОВАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
- БОГАТЫЙ ОПЫТ РАБОТЫ

Более

200 успешных работ в России, США и Канаде

На рынке с 2009 года



+ 7 495 147 10 16
sales@sonovita.ru
www.cut-service.ru

DOI 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46 УДК 622.276 I Научная статья

Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования

Павлов В.А.[1], **Павлюков Н.А.**[1], **Субботин М.Д.**[1], **Коваленко А.П.**[1], **Янтудин А.Н.**[1], **Абдуллин В.С.**[1], **Шехонин Р.С.**[1], **Головизнин А.Ю.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия [2]ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия
vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Выполнена оценка риска пескопроявлений на скважинах по результатам исследования керна и гидро-геомеханического моделирования пласта. В работе представлен и внедрен алгоритм расчета проектных показателей разработки Харампурского НГКМ с применением совмещенного гидро-геомеханического моделирования, позволяющего учитывать изменения фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств в деформированных и призабойных зонах пласта. По результатам расчетов спрогнозирован риск пескопроявлений и обрушения ПЗП на всем протяжении разработки месторождения. Выданы рекомендации для минимизации рисков пескопроявлений.

Материалы и методы
По результатам лабораторных исследований выполнена оценка изменения упруго-прочностных свойств образцов керна при насыщении различными флюидами (естественное насыщение, вода). По результатам исследования керна на толстостенных цилиндрах получена оценка предельно допустимой депрессии. Выполнено 3D/4D связанное гидро-геомеханическое моделирование для оценки геомеханических эффектов, связанных с изменением упруго-прочностных свойств пород от насыщения, которое позволяет учесть влияние разрушения породы на проницаемость.

Ключевые слова
лабораторные исследования керна, упруго-прочностные свойства, различное насыщение, оценка депрессии, связанное гидро-геомеханическое моделирование

Для цитирования
Павлов В.А., Павлюков Н.А., Субботин М.Д., Коваленко А.П., Янтудин А.Н., Абдуллин В.С., Шехонин Р.С., Головизнин А.Ю. Обоснование режимов эксплуатации скважин сеноманской газовой залежи Харампурского месторождения по результатам геомеханического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 41–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46

Поступила в редакцию: 12.03.2021

UDC 622.276 I Original Paper

Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling

Pavlov V.A.[1], **Pavlyukov N.A.**[1], **Subbotin M.D.**[1], **Kovalenko A.P.**[1], **Yantudin A.N.**[1], **Abdullin V.S.**[1], **Shekhonin R.S.**[1], **Goloviznin A.Yu.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Kharampurneftegaz" LLC, Gubkinskiy, Russia
vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The risk assessment of sand production in the wells was carried out based on the results of a core study and hydro-geomechanical modeling of the formation. The paper presents and implements an algorithm for calculating the project indicators for the development of the Kharampurskoye oil and gas condensate field using combined hydro-geomechanical modeling, which makes it possible to take into account changes in reservoir properties and elastic-strength properties in deformed and bottomhole formation zones. Based on the results of the calculations, the risk of sand production and the collapse of the bottomhole formation zone was predicted throughout the development of the field. Recommendations were given to minimize the risks of sand production.

Materials and methods
Based on the results of laboratory studies, an assessment of the change in the elastic-strength properties of core samples when saturated with various fluids (natural saturation and water) was carried out. Based on the results of core testing on thick-walled cylinders, an estimate of the permissible depression was obtained. 3D/4D coupled hydro-geomechanical modeling was performed to assess the geomechanical effects associated with the change in the elastic-strength properties of rocks from saturation, which allows taking into account the effect of rock destruction on permeability.

Keywords
laboratory core studies, elastic-strength properties, different saturation, depression assessment, associated hydro-geomechanical modeling

FOR CITATION
Pavlov V.A., Pavlyukov N.A., Subbotin M.D., Kovalenko A.P., Yantudin A.N., Abdullin V.S., Shekhonin R.S., Goloviznin A.Yu. Justification of the wells production conditions of the Cenomanian gas reservoir of the Kharampurskoye field based on the results of geomechanical modeling. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 41–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-41-46

Received: 12.03.2021

В 2022 г. исполнится 60 лет с открытия крупнейшего в Западной Сибири Тазовского газового месторождения, что ознаменовало начало разработки газовых сеноманских залежей Западно-Сибирского мегабассейна. Его площадь оценивается в 3 млн км^2, а запасы в 26,6 трлн м^3 [1].

Харампурское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в 200 км от г. Тарко-Сале, в 660 км восточнее г. Салехард, в Юго-Восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа в районе полярного круга. Открыто в 1979 г. скважиной № 334Р. Месторождение многопластовое, приурочено к группе Харампурских локальных поднятий Пур-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) и относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (НГП). По запасам природного газа относится к уникальным. Основные запасы приурочены к сеноманскому и туронскому горизонтам. Продуктивный пласт ПК1 выделяется в кровельной части Покурской свиты сеноманского возраста (раннемеловой период) и представлен песчаниками, песками уплотненными, залегающими в кровле сеноманского яруса. Залежь ПК1 массивная без литологических нарушений, коллектор поровый. Режим работы пласта — водо- и газонапорный.

В 2013 г. сформирована стратегия разработки, спланированы проектные показатели добычи по Туронскому и Сеноманскому пластам. Запуск месторождения запланирован на 2022 г. Для объекта ПК1 определена избирательная система разработки, при которой кустовые площадки расположены в зонах с наибольшими эффективными газонасыщенными толщинами. Размещены 12 кустов по 4 горизонтальные скважины в каждом (рис. 1). На шести кустах присутствуют вертикальные наблюдательные скважины, для контроля пластового давления и подъема газоводяного контакта (ГВК).

Одной из неопределенностей на начальной стадии разработки является прогноз выноса механических частиц. Породы пласта ПК1 являются слабосцементированными, высокопористыми и в процессе добычи подвержены разрушению при снижении порового давления и увеличении эффективного напряжения [2]. Предельно допустимая депрессия на пласт, установленная по месторождениям-аналогам, составляет около 0,5–0,6 МПа. При более высоких депрессиях возможно разрушение призабойной зоны пласта и увеличение механических примесей в добываемой продукции [3]. Также продвижение пластовой воды к скважинам будет приводить к ослаблению породы и увеличению выноса частиц [4].

В результате разработки газовых коллекторов сеноманского яруса широко выявлена проблема неравномерного подъема газонефтяного контакта в добывающих скважинах по всей территории Западной Сибири [5–7]. Основными причинами неоднородности продвижения подошвенной воды считаются: изменчивость фильтрационно-емкостных свойств, литологическая неоднородность отложений, распространение глинистых пропластков, снижающих вертикальную проницаемость.

Вынос твердой фазы, пескопроявление в процессе добычи является результатом комплекса процессов, происходящих в массиве пород при дестабилизации напряженного состояния за счет бурения и эксплуатации. В литературе [8] широко рассматривается связь начала/увеличения выноса твердой фазы с увеличением обводненности (прорывом фронта нагнетания, подтягиванием подошвенной воды, конусообразованием).

Основными механизмами, влияющими на начало отделения мелкой фракции от основной массы пород при вытеснении не смачивающего флюида водой для гидрофильных пород, являются [8]:

- химические процессы и реакции в породе, возникающие при соединении с водой: растворение карбонатов (цемента), гидролиз кварца, разбухание глин. Степень влияния химических процессов на прочность породы зависит от содержания глинистого материала, особенно смектитов и степени цементации;
- капиллярное давление, которое оказывает существенный вклад на сцепление частиц пород на микроуровне; при увеличении водонасыщенности капиллярное давление, удерживающее частицы в сцепленном состоянии, снижается, и прочность капиллярных связей уменьшается;
- фазовые проницаемости, снижающиеся при увеличении водонасыщенности, что вызывает увеличение локального градиента давлений при фильтрации и дестабилизацию порового пространства.

Все эти процессы на макроуровне приводят к снижению прочности пород и изменению упругих свойств (модуля Юнга) при насыщении породы водой, что подтверждается керновыми исследованиям.

Вынос освободившейся в результате дезинтеграции твердой фазы приводит к изменению фильтрационно-емкостных свойств пород, увеличению пористости и проницаемости в околоскважинном пространстве со снижением скин-фактора [9]. При этом снижение прочностных свойств и увеличение напряжения за счет изменения пластового давления влекут за собой процессы дезинтеграции и уплотнения зерен, что в свою очередь снижает и пористость, и проницаемость. Также вынос механических частиц может оказать значительное влияние на общую скважинную и наземную инфраструктуру.

Для оценки перечисленных факторов выполнено геомеханическое моделирование месторождения, в рамках которого проведены специальные исследования керна, а также проанализированы осложнения при бурении скважин с целью оценки рисков пескопроявлений.

Используемыми данными эксплуатационного бурения для калибровки геомеханической модели явились затяжки и посадки инструмента при спуско-подъемных операциях (СПО), поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления (ГНВП). ГНВП возникают при снижении давления бурового раствора ниже пластового давления и, соответственно, могут использоваться для калибровки его расчетного непрерывного профиля при моделировании. Поглощения бурового раствора являются маркером превышения плотности бурового раствора минимального горизонтального напряжения. Эквивалентная циркуляционная плотность является нижней границей для минимального горизонтального напряжения.

Для выявления осложнений выбраны разведочные и эксплуатационные скважины, пробуренные в 2018–2019 гг. (49 скважин). Выполнен анализ суточных сводок по бурению и данных геолого-технологических исследований. В результате в 17 скважинах зафиксированы затяжки и посадки бурового инструмента, в трех скважинах получены поглощения бурового раствора в интервале

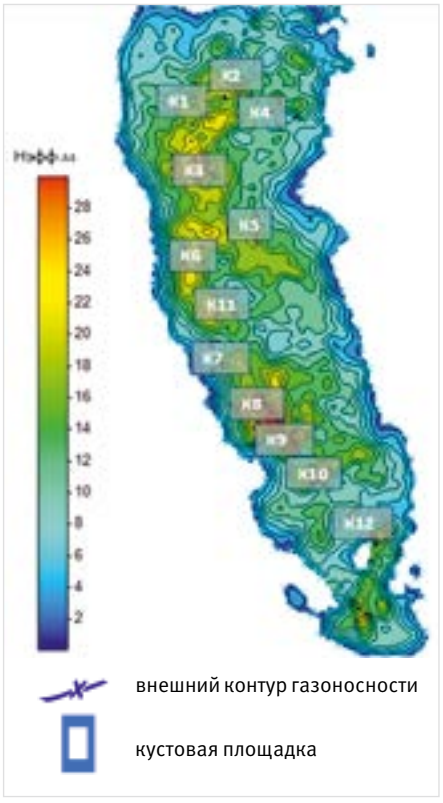


Рис. 1. Размещение фонда скважин на карте эффективных газонасыщенных толщин
Fig. 1. Wells placement on the map of effective gas-saturated thicknesses

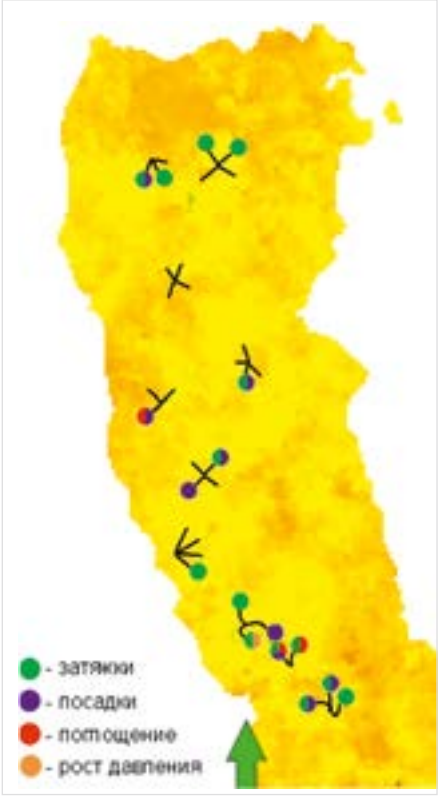


Рис. 2. Карта осложнений бурения скважин пласта ПК1 Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения
Fig. 2. Map of drilling problems for the PK1 formation, Kharampurskoye field

ПК1. По полученным данным проведена калибровка геомеханической модели пласта (рис. 2).

Для построения корректной геомеханической модели, помимо анализа данных бурения, проведены специальные исследования, а именно:

- отобран и исследован керн из вертикальных скважин, покрывающих всю площадь исследований с севера на юг со средним расстоянием между скважинами 6–8 км;
- проведены комплексы геофизических исследований скважин: широкополосный акустический каротаж, плотность, микроимиджеры, стресс-тесты и замеры пластового давления для расчета непрерывных профилей упруго-прочностных свойств, давлений и напряжений;
- определены статические упруго-прочностные свойства в интервале коллектора и вмещающих породах по результатам механического тестирования керна;
- кроме стандартных тестов керна выполнены специализированные исследования: определение предела прочности на толстостенном цилиндре для оценки предельно допустимой депрессии, тестирование для оценки влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород, изменение проницаемости от эффективного напряжения;
- выполнена оценка направления главных горизонтальных напряжений.

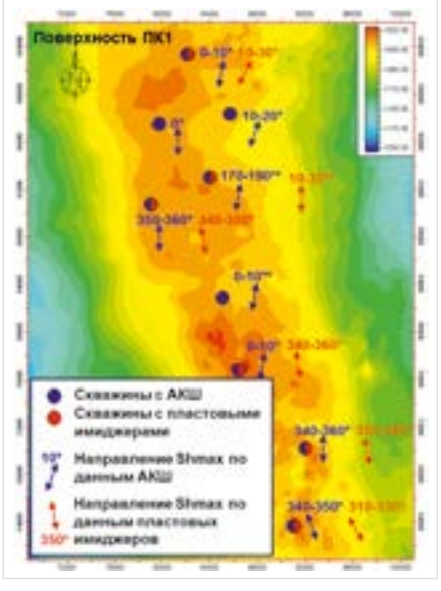


Рис. 3. Направление максимального напряжения
Fig. 3. Maximum stress direction

Ориентация горизонтальных напряжений является одним из важных параметров при проведении геомеханического моделирования. Знание ориентации горизонтальных напряжений необходимо при обосновании азимута наиболее устойчивых скважин при бурении в нестабильных породах, а также азимута расположения горизонтального ствола скважины и ориентации перфорации с точки зрения вероятности пескопроявления (рис. 3).

В скважинах Харампурского месторождения кроме стандартных исследований керна на механические свойства выполнены специализированные исследования: определение предела прочности на толстостенном цилиндре для оценки предельно допустимой депрессии (в том числе для образцов, насыщенных водой), тестирование для оценки влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород, исследование керна по изменению проницаемости от эффективного напряжения.

Эксперименты по определению упруго-прочностных свойств керна традиционных коллекторов проводятся согласно методике, разработанной в Центре исследований керна ООО «ТННЦ» на основе [11, 12]. Подробное описание методики подготовки и проведения образцов керна из слабоконсолидированной породы представлено в статье [10].

Основными отличиями от исследований стандартного керна, которые адаптированы для работы с образцами, представленными слабоконсолидированными породами, являются:

- изготовление стандартных образцов, контроль их целостности с помощью компьютерной томографии и хранение до исследований;
- способ донасыщения жидкостью и определения объемной плотности образца.

По результатам исследования керна на толстостенных цилиндрах при донасыщении керосином выявлена зависимость предельно допустимой депрессии от пористости пород (рис. 4). Интерпретация исследований на керне показала допустимую депрессию в 0,2 МПа для чистого песчаника.

Кроме того, дополнительно было выполнено тестирование при насыщении образцов керна водой для оценки предельно допустимой депрессии. В связи с ограниченностью керна для исследований удалось выполнить тесты только на двух образцах. В этом случае предельно допустимая депрессия отсутствует.

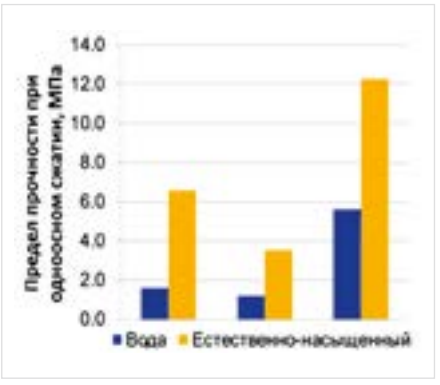


Рис. 5. Пример исследований на керне прочности на одноосное сжатие для образцов с естественным насыщением и насыщением водой
Fig. 5. An example of core studies of uniaxial compression strength for samples with natural saturation and saturation with water

Кроме того, на скважинах Харампурского месторождения выполнены тесты по оценке влияния различного насыщения на упруго-прочностные свойства горных пород. Такие исследования необходимы для определения изменений от проникновения бурового раствора и оценки ослабления свойств при миграции ГВК. По результатам тестирования изменение статического модуля Юнга в зависимости от насыщения образца достигает 15–20 %. Изменение коэффициента Пуассона в зависимости от насыщения незначительно. При насыщении образца водой (пластовой водой) предел прочности на одноосное сжатие снижается в 2–4 раза по сравнению с естественным насыщением (газ) образца (рис. 5).

На образцах керна с естественным насыщением (газ) в пяти скважинах проведены исследования по изменению проницаемости от эффективного напряжения (рис. 6, табл. 1). По результатам проведенных исследований по изменению проницаемости в зависимости от эффективного давления можно сделать следующие выводы:

- при увеличении эффективного давления значение проницаемости уменьшается;
- изменение проницаемости при увеличении эффективного напряжения составляет от 12 до 65 %.

Далее группой специалистов

Табл. 1. Общее количество исследований керна по изменению проницаемости от эффективного напряжения
Tab. 1. The total number of core studies on the change in permeability from effective stress

Скважина	Пласт	Число тестов	Относительное изменение, %	
			Минимальные значения	Максимальные значения
1	ПК1	9	22	27
2	ПК1	23	12	54
3	ПК1	7	17	65
4	ПК1	18	12	30
5	ПК1	1	12	12

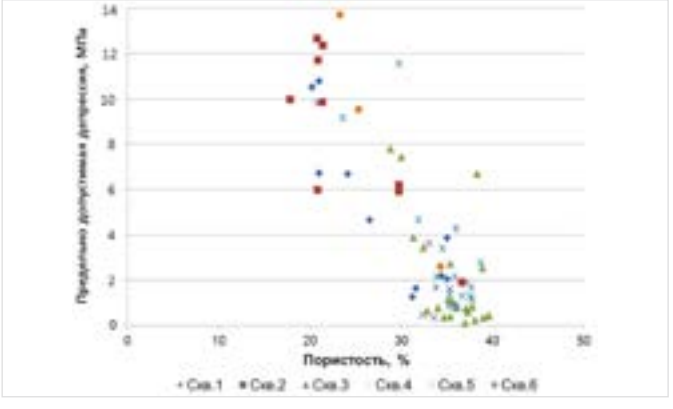


Рис. 4. Зависимость предельно допустимой депрессии от пористости пород
Fig. 4. Dependence of the permissible depression on the rocks porosity

по геомеханическому моделированию ООО «ТННЦ» разработан уникальный алгоритм воспроизведения геомеханических эффектов, связанных с изменением упруго-прочностных свойств пород от насыщения, который позволяет учесть влияние разрушения породы на проницаемость.

Общую схему построения связанной геомеханико-гидродинамической модели можно разбить на четыре этапа (рис. 7):

- построение 1D геомеханической модели по опорным скважинам;
- построение каркаса 3D геомеханической модели и распространение механических свойств в межскважинном пространстве;
- расчет напряженно-деформированного состояния до начала разработки;
- расчет изменений и оценка геомеханических параметров в процессе эксплуатации скважин и разработки объекта — 4D двунаправленное геомеханическое моделирование.

Основной отличительной чертой двунаправленного связанного геомеханико-гидродинамического моделирования является использование дополнительного шага, учитывающего изменения упруго-прочностных свойств горных пород под влиянием изменения напряжений и насыщения массива горных пород различными флюидами. То есть классические статические массивы моделирования (проницамость) в результате связки становятся динамическими и зависят от напряженного состояния и водонасыщенности в каждый момент времени. При моделировании задаются зависимости изменения прочности от водонасыщенности и деформации породы от изменения проницаемости.

Таким образом, на основании кубов текущего давления и температуры рассчитывается напряженно-деформированное состояние горной породы. Далее, на основании рассчитанной деформации и заданных зависимостей «деформация — изменение проницаемости», рассчитывается куб изменения проницаемости на заданный момент времени. Рассчитанный куб передается в гидродинамический симулятор. Новые значения проницаемости используются при возобновлении фильтрационного моделирования на каждый последующий шаг (рис. 8).

Важным пунктом для использования всех данных совмещенного геомеханико-гидродинамического моделирования является последующая адаптация полученных результатов на фактические события при разработке (что необходимо будет сделать в будущем применительно к объекту Харампурского месторождения, поскольку история разработки отсутствует).

Кроме того, на секторных 3D/4D геомеханических моделях выполнена оценка допустимой депрессии для эксплуатационных скважин кустовых площадок № 1, 2, 3, 4, 5 (рис. 9).

По результатам расчетов допустимая депрессия изменяется по скважинам в пределах 1,3–3,4 атм.

С точки зрения оценки оптимальных и критических давлений и дебитов в коллекторе для минимизации рисков проявления твердой фазы для различной стадии разработки месторождения приведены следующие рекомендации:

- оценить влияние разрушения глинистых отложений в нижней части ПК1 на скорость продвижения ГВК;
- определить возможные направления оптимизации режимов разработки и эксплуатации с использованием полученных данных;
- необходимо увеличить количество временных шагов в гидродинамической модели особенно в первые годы разработки месторождения и момент поднятия ГВК для детализации расчетов напряженно-деформированного состояния и повышения качества прогнозных рисков;
- рассмотреть расширение специализированного исследования керна по наблюдательным скважинам: рекомендуется проведение тестов на определение

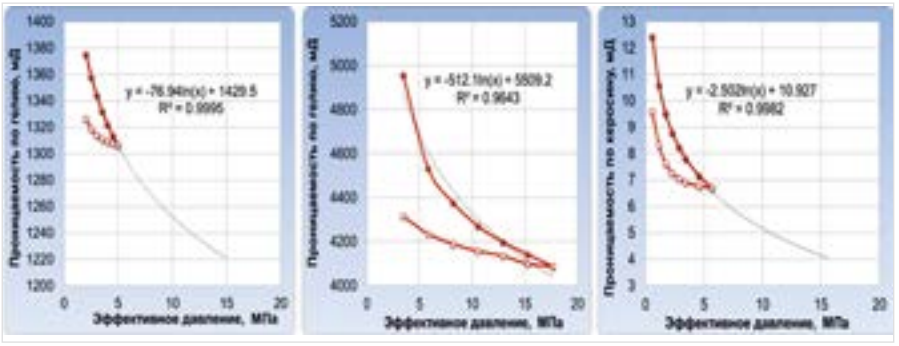


Рис. 6. Пример зависимости проницаемости от эффективного давления в пласте ПК1 для скважины 2 (снижение слева — 12 %, по центру — 18 %, справа — 65 %)
Fig. 6. An example of the dependence of permeability on effective pressure in the reservoir PK1 for well 2 (decrease on the left – 12 %, in the center – 18 %, on the right – 65 %)

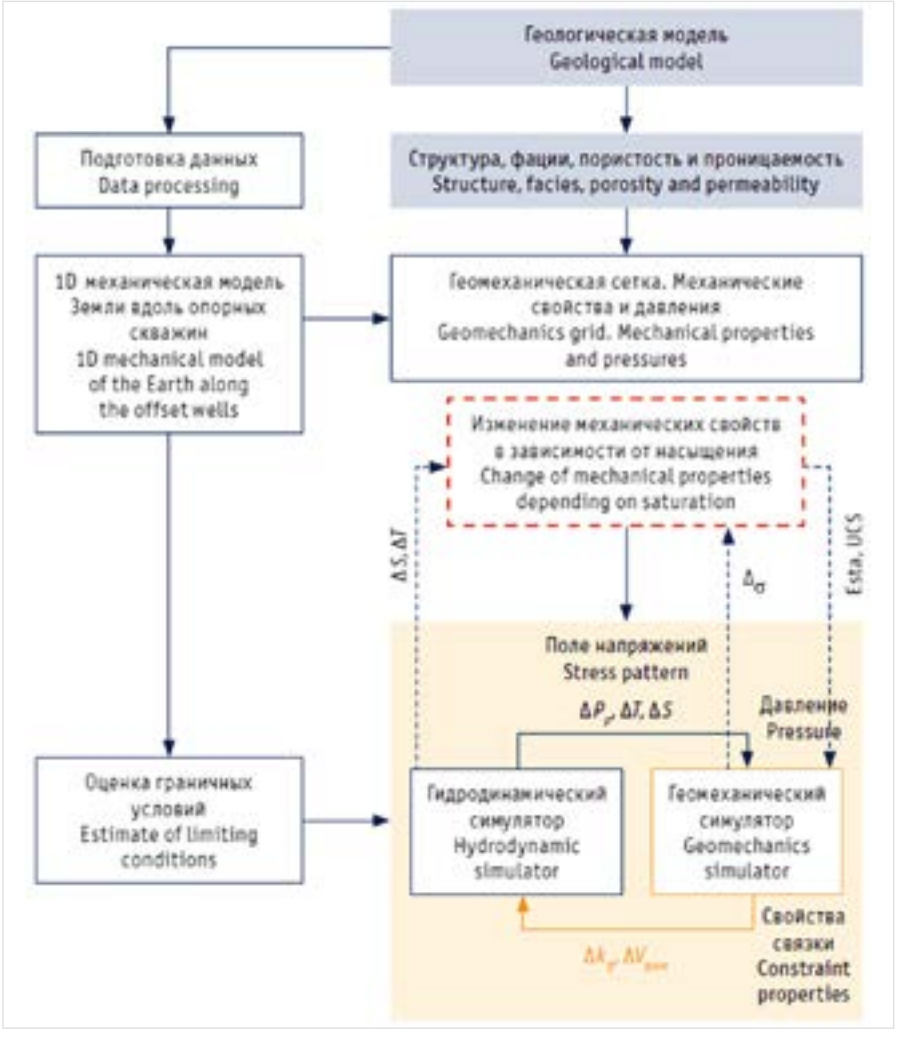


Рис. 7. Схема связанного геомеханико-гидродинамического моделирования, адаптированная к условиям слабоконсолидированных пород (ΔS — изменение водонасыщенности, %; ΔT — изменение температуры, °C; Δσ — изменение напряжений, МПа; ΔPp — изменение пластового давления, МПа; Δkij — изменение проницаемости, Д; ΔVpore — изменение объема порового пространства, %)
Fig. 7. A scheme of coupled geomechanical-hydrodynamic modeling, adapted to the conditions of poorly consolidated rocks (ΔS – change in water saturation, %; ΔT – change in temperature, °C; Δσ – change in stress, MPa; ΔPp – change in pore pressure, MPa; Δkij – change in permeability, D; ΔVpore – change in pore volume, %)

константы Био, исследование изменения проницаемости с деформацией/напряжением, исследования при различных насыщениях для понимания эффекта по площади;

- продолжить практику исследований выноса механических примесей при различных депрессиях на скважинах;
- провести исследование на скважинах для мониторинга концентрации взвешенных частиц на забое при различных депрессиях с минимально возможным шагом изменения депрессии.

Таким образом, в результате работ оценен риск пескопроявлений, предложены рекомендации по рабочим депрессиям эксплуатируемых скважин на всем протяжении разработки месторождения, выше которых прогнозируется риск разрушения призабойной зоны пласта с эффектом потенциального преждевременного обводнения разрушенных участков.

Также разработан и внедрен алгоритм расчета проектных показателей разработки Харампурского НГКМ с применением совмещенного гидро-геомеханического моделирования, позволяющего учитывать изменения фильтрационных, емкостных и упруго-прочностных свойств в деформированных и призабойных зонах пласта.

Следует отметить, что процессы разрушения призабойной зоны пласта и выноса механических частиц на поверхность непосредственно влияют на безопасность и эффективность разработки газовых залежей. Поэтому геомеханические исследования должны стать неотъемлемой частью как проектирования, так и управления разработкой месторождений после их ввода в эксплуатацию.

Итоги

На основе предложенной методики выполнения лабораторных исследований для оценки прочностных свойств слабоконсолидированного газонасыщенного коллектора показано, что в зависимости от природы насыщающего агента (при смене естественного насыщения на воду) происходит ослабление предела прочности в 2–4 раза.

По результатам исследования керна на толстостенных цилиндрах предельно допустимая депрессия для чистого песчаника составила 0,2 МПа.

При оценке на керне изменения проницаемости в зависимости от эффективного давления отмечается уменьшение проницаемости, изменения составили от 12 до 65 %.

Выводы

Разработана методика изучения и расчета значимых геомеханических эффектов, включающая исследования керна, построение моделей и прогноз проектных показателей добычи. Прогноз преждевременного обводнения скважин ввиду ослабления прочностных свойств с последующим изменением проницаемости позволяет значительно улучшить качество гидродинамической модели.

Полученные результаты позволяют осуществлять анализ и прогноз данных ситуаций по моделируемому месторождению, а также определить предельно допустимые депрессии в целях минимизации выноса твердой фазы породы.

В качестве перспективных для внедрения разработок данной методики на месторождениях-аналогах рекомендуются продуктивные интервалы ПК1 Восточно-Мессояхского, Северо-Комсомольского, Берегового и Ван-Еганского месторождений, прочностные свойства которых схожи с прочностными характеристиками горных пород Харампурского месторождения.

Литература

1. Карнаухов С.М., Скоробогатов В.А., Кананыхина О.Г. Эра сеноманского газа: «От рассвета до заката» // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 15–25.
2. Меликов Р., Павлов В., Павлюков Н., Пташный А., Красников А., Субботин М., Королёв А., Лознюк О. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации горизонтальных скважин при разработке пласта ПК1 Харампурского НГКМ. Москва. 2018. 15–17 октября. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. № 191635.
3. Субботин М.Д., Меликов Р.Ф., Павлов В.А., Пташный А.В., Кудымов А.Ю., Юшков А.Ю., Королев А.Ю., Ягудин Р.А. Оценка безопасной депрессии для предотвращения пескопроявления газонасыщенных интервалов Сеноманских залежей // Нефтяная провинция. 2018. № 3. С. 52–63.
4. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гаврись А.С., Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52.
5. Кузьмук Л.Г., Чичмарева А.В. Об особенностях обводнения скважин на периферийных участках сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения в процессе ее эксплуатации // Вести газовой науки. 2010. № 2. С. 68–75.
6. Егорин И.А. Анализ динамики подъема газоводяного контакта по сеноманской газовой залежи Вынгаяхинского месторождения // Наука и ТЭК. 2011. № 2. С. 21–23.
7. Радченко А.В., Васильев Ю.В., Мимеев М.С. Новая геодинамическая модель строения пласта ПК-1 (сеномана) южного участка Губкинского газового месторождения // Академический журнал Западной Сибири. 2014. Том 10. № 2. С. 14–16.
8. Vaziri H., Barree B., Xiao Yu., Palmer Ian, Kutas M. What is the magic of water in producing sand? Texas, San Antonio, 2002, September, Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition, SPE-77683-MS. (In Eng).
9. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
10. Павлов В.А., Кулешов В.С., Кудымов А.Ю., Якубовский А.С., Субботин М.Д., Пташный А.В., Абзгильдин Р.Р., Максимов Е.В. Влияние природы насыщающего агента на упруго-прочностные свойства пород газовых месторождений. // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 11–16.
11. ГОСТ 21153.8 Породы горные. Метод определения предела прочности при объемном сжатии.
12. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).

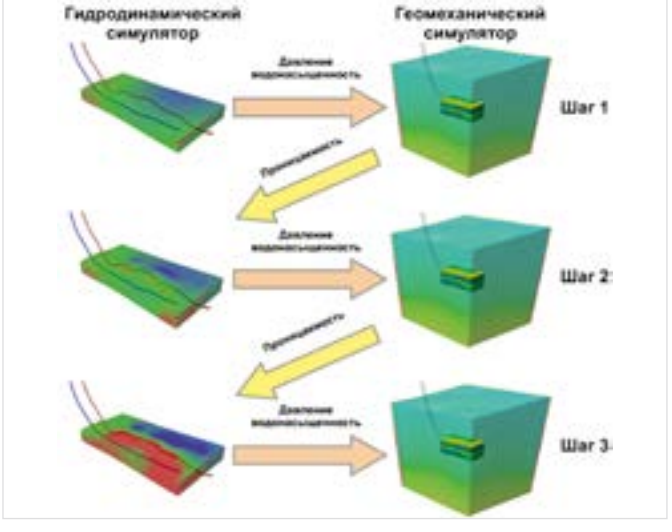


Рис. 8. Концептуальная схема двунаправленного совмещенного геомеханического и гидродинамического моделирования
Fig. 8. Conceptual scheme of bi-directional combined geomechanical and hydrodynamic modeling

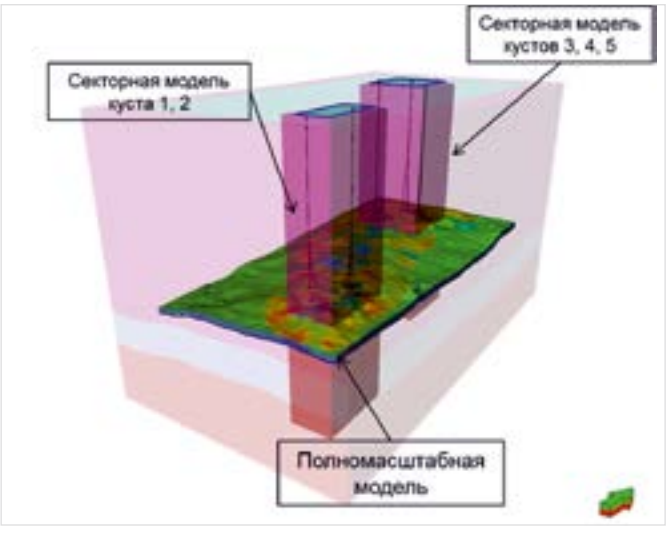


Рис. 9. Расположение секторных геомеханических моделей
Fig. 9. Location of sector geomechanical models

Results

On the basis of the proposed methodology for performing laboratory studies to assess the strength properties of a weakly consolidated gas-saturated reservoir, it is shown that, depending on the nature of the saturating agent (changing from natural saturation to water), the uniaxial compressive strength decreases by 2-4 times.

According to the results of a core study on thick-walled cylinders, the permissible depression for clean sandstone was 0,2 MPa.

When assessing the change in permeability on the core, depending on the effective pressure, a decrease in permeability is noted, the changes ranged from 12 to 65 %.

Conclusions

A methodology for studying and calculating significant geomechanical effects has been developed, including core studies, creation of geomechanical model and forecasting design production indicators. Prediction of premature watering of wells due to weakening of strength properties with a subsequent change in permeability can significantly improve the quality of the hydrodynamic model.

The results obtained make it possible to analyze and predict these situations for the simulated field, as well as to determine the permissible depression in order to minimize the removal of the solid phase of the rock.

The productive intervals PK1 of the Vostochno-Messoyakhskoye, Severo-Komsomolskoye, Beregovoy and Van-Yeganskoye fields, the strength properties of which are similar to the strength characteristics of the rocks of the Kharampurskoye field, are recommended as promising for the implementation of the development of this method in analogous fields.

References

1. Karnaukhov S.M., Skorobogatov V.A., Kananykhina O.G. The age of cenomanian gas: “from the dawn to the sunset”. Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 15–25. (In Russ).
2. Melikov R.F., Pavlov V.A., Pavlyukov N., Ptashnyy A., Krasnikov A., Subbotin M.D., Korolev A., Loznyuk O. Well placement and operation parameters optimization of horizontal wells in the development of the PK1 reservoir of the Kharampurskoye oil and gas condensate field. Moscow, 2018, 15–17 October, SPE Russian petroleum technology conference. SPE-191635-18RPTC-MS. (In Russ).
3. Subbotin M.D., Melikov R.F., Pavlov V.A., Ptashnyy A.V., Kudymov A.Yu., Yushkov A.Yu., Korolev A.Yu., Yagudin R.A. Evaluation of safe drawdown pressure for preventing sand production from gas-saturated Cenomanian strata. Neftyanaya Provintsiya, 2018, issue 3, P. 52–63. (In Russ).
4. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented. Territorija Neftegas, 2019, issue 10, P. 46–52. (In Russ).
5. Kuzmuk L.G., Chichmareva A.V. On the peculiarities of watering wells in the peripheral areas of the Cenomanian gas reservoir of the Yamburgskoye field during its operation. Vesti gazovoy nauki, 2010, issue 2, P. 68–75. (In Russ).
6. Egorin I.A. Analysis of the dynamics of the rise of gas-water contact along the Cenomanian gas deposit of the Vyngayakhinskoye field // Science and FEC, 2011, issue 2, P. 21–23. (In Russ).
7. Radchenko A.V., Vasiliev Yu.V., Mimeev M.S. A new geodynamic model of the structure of the PK-1 (Cenomanian) formation of the southern section of the Gubkinskoye gas field. Academic journal of Western Siberia, 2014, Vol. 10, issue 2, P. 14–16. (In Russ).
8. Vaziri H., Barree B., Xiao Yu., Palmer Ian, Kutas M. What is the magic of water in producing sand? Texas, San Antonio, 2002, September, Paper presented at the SPE annual technical conference and exhibition, SPE-77683-MS. (In Eng).
9. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems during well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011, 266 p. (In Russ).
10. Pavlov V.A., Kuleshov V.S., Kudymov A.Yu., Yakubovskiy A.S., Subbotin M.D., Ptashnyy A.V., Abzgildin R.R., Maksimov E.V. Influence of the nature of the saturating agent on the elastic-strength properties of gas field rocks. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 11–16. (In Russ).
11. GOST 21153.8 Rocks. Method for determination of triaxial compressive strength. (In Russ).
12. McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. Core analysis: a best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015, 829 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Павлов Валерий Анатольевич, к.т.н., начальник отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pavlov Valery Anatolievich, ph.d., head of rock mechanics project department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Павлюков Николай Алексеевич, менеджер отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Pavlyukov Nikolay Alexeevich, manager of rock mechanics project department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Субботин Михаил Дмитриевич, специалист отдела разработки проектов геомеханики, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Subbotin Mikhail Dmitrievich, chief specialist of rock mechanics project department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Коваленко Александр Павлович, к.т.н., руководитель проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kovalenko Alexander Pavlovich, ph.d., project manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Янтудин Артур Нуруллович, начальник управления геологии и разработки месторождений Востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Yantudin Artur Nurullovich, head of the subsurface division for the East of Yamalo-Nenets Autonomous District, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Абдуллин Вадим Салаватович, руководитель группы мониторинга и сопровождения разработки Харампурского месторождения Управления ГРМ востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Abdullin Vadim Salavatovich, head of kharampur field re monitoring and support team, Subsurface Division for the East of Yamalo-Nenets Autonomous District, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: vsabdullin@tnnc.rosneft.ru

Шехонин Роман Сергеевич, ведущий специалист отдела сопровождения бурения, ГТМ и исследований, Управления по геологии и разработки месторождений востока ЯНАО, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Shekhonin Roman Sergeevich, lead specialist of the drilling, wellwork, and studies support team, subsurface division for the East of Yamalo-Nenets Autonomous District, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Головизнин Антон Юрьевич, менеджер отдела разработки газовых месторождений, ООО «Харампурнефтегаз», Губкинский, Россия

Goloviznin Anton Yurevich, manager, gas field development, “Kharampurneftegaz” LLC, Gubkinskiy, Russia

29 ЛЕТ НА РЫНКЕ

КОМПАНИЯ ХИМПЭК поставляет широкий ассортимент химического сырья для предприятий всех отраслей промышленности. Складские комплексы в Московской, Ростовской, Свердловской областях и Ханты-Мансийском автономном округе позволяют своевременно поставлять реагенты на любые удаленные локации наших Партнеров. Долгосрочные контакты с крупнейшими производителями химического сырья из стран СНГ, Европы, Юго-Восточной Азии и Америки позволяют поставлять любой необходимый реагент «под заказ».

CHEMPACK ®
ХИМПЭК

ПРЕДЛАГАЕМ ХИМИЧЕСКИЕ РЕАГЕНТЫ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ:

- *глушения нефтяных и газовых скважин*
  (бромид цинка, бромид кальция, хлорид цинка, формиат калия)
- *повышения нефтеотдачи пластов*
- *цементирования обсадных колонн и скважин*
- *химического воздействия на призабойную зону пласта*
- *сервиса буровых растворов*
- *вытеснения нефти*
- *предотвращения коррозии труб и оборудования*
- *гидроразрыва пласта (грп)*

АО ТД «ХИМПЭК»
125424, Москва, Волоколамское шоссе, д. 75, корп. 1
+7 (495) 125-18-35, +7 (495) 925-51-51
chempack@chempack.ru
www.chempack.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-48-52 УДК 622.279.23 I Научная статья

Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения

Поспелова Т.А.
ООО «Тюменский научный нефтяной центр», Тюмень, Россия
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Статья посвящена сравнению возможностей двух аналитических моделей, описывающих работу нефтяных месторождений, а именно CRM и стохастико-аналитической модели (САМ). Данные инструменты контроля и регулирования технологического режима отбора и нагнетания нивелируют недостатки, выраженные в неопределенности адаптации гидродинамических моделей (ГДМ) и распределении фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в зонах между скважинами, а также выступают «помощниками» при настройке ГДМ, проведении анализа и мониторинга системы поддержания пластового давления (ППД). Решается обратная задача подземной гидромеханики в виде САМ («автогидросамопрослушивания»), CRM же представлена уравнением на основе материального баланса.

Материалы и методы
Аналитическое решение задач анализа и оптимизации системы заводнения, возможность оценки фильтрационных свойств пласта в окрестностях скважин и между парами скважин-кандидатов на проведение геолого-технических мероприятий.

Ключевые слова
гидродинамическое моделирование, стохастико-аналитические модели, аналитические модели, система ППД

Для цитирования
Поспелова Т.А. Интеграция возможностей CRM и стохастико-аналитической моделей при решении задач заводнения // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-48-52

Поступила в редакцию: 10.03.2021

UDC 622.279.23 I Original Paper

Integration of CRM capabilities and stochastic-analytical models in solving waterflooding problems

Pospelova T.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The article is devoted to the comparison of the capabilities of two analytical models describing the operation of oil fields, namely CRM and stochastic-analytical model (SAM). These tools for controlling and regulating the technological mode of withdrawal and injection neutralize the disadvantages expressed in the uncertainty of the adaptation of hydrodynamic models (HDM) and the distribution of reservoir properties (PRP) in the zones between wells, and also act as "assistants" in setting up the hydrodynamic model, conducting analysis and monitoring RPM systems. The inverse problem of underground hydromechanics is solved in the form of CAM (“autohydro-self-monitoring”), while CRM is represented by an equation based on material balance.

Materials and methods
Analytical solution of the problems of analysis and optimization of the waterflooding system, the ability to assess the filtration properties of the reservoir in the vicinity of wells and between pairs of wells of candidates for geological and technical measures.

Keywords
Hydrodynamic modeling, stochastic-analytical models, analytical models, reservoir pressure maintenance system

FOR For citation
Pospelova T.A. Integration of CRM capabilities and stochastic-analytical models in solving waterflooding problems. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-48-52

Received: 10.03.2021

Введение

При решении задач, связанных с анализом и оптимизацией системы заводнения, всё чаще отдается предпочтение упрощенным аналитическим моделям [1]. В работе [2], например, приводится статистика, согласно которой, начиная с 2004 г., наблюдается скачкообразный рост публикаций по тематике CRM-моделирования. Несмотря на свою простоту, модель является физически содержательной и позволяет решать большое количество задач по анализу эффективности работы системы ППД [3–5]. Развитие CRM-модели описано в [6, 7], где учитываются нелинейность коэффициента продуктивности и остановки скважин. Однако, помимо CRM-модели, существуют другие подходы моделирования разработки месторождения. Одним из таких подходов является стохастико-аналитическая модель (САМ) [8, 9], на основе которой подбирается проницаемость как

в окрестностях скважин, так и вдоль линии взаимодействия скважин. Несмотря на то, что обе модели используются для оценки взаимовлияния скважин, они основываются на уравнениях различных физических явлений. Основой модели CRM является уравнение материального баланса, а основой CAM — уравнение, описывающее изменение давления в точке при изменении режимов работы скважин. В этой связи интересно провести сравнение двух альтернативных аналитических моделей. В работе приведены как теоретические основы моделей, так и сравнение решаемых задач.

Теоретические основы модели CRM

Модель CRM основывается на аналитическом решении дифференциального уравнения материального баланса совместно с классическим уравнением Дарси.

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = i(t) - q(t), \quad q(t) = J(\bar{p} - p_3), \qquad (1)$$

где c_t — общая сжимаемость системы; J — коэффициент продуктивности; V_p — поровый контрольный объем; $i(t)$ — приемистость; $q(t)$ — дебит жидкости; $\bar{p}$ — среднее пластовое давление в поровом объеме; p_3 — забойное давление на добывающей скважине. Исключая из системы уравнений (1) пластовое давление, с учетом времени реакции $\tau = \frac{c_t V_p}{J}$, выводится дифференциальное уравнение:

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} i(t) - J \frac{dp_3}{dt}, \qquad (2)$$

решение которого подробно описано в работе [5]. При решении рассматривается три вида контрольного объема: модель укрупненных скважин или CRMT-модель; объем, включающий одну добывающую скважину и все влияющие нагнетательные скважины (модель CRMP); и контрольный объем между парами нагнетательных и добывающих скважин (модель CRMIP). Наиболее оптимальной с точки зрения детальности и сложности адаптации модели является модель CRMP. Решение (2) в постановке CRMP выглядит следующим образом:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0) e^{-\frac{t_n - t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^{n} \left[\left(\sum_{i=1}^{NI} (f_{ij} I_i^n) - J_j \tau_j \frac{\Delta p_j^k}{\Delta t_k} + e_j \right) e^{-\frac{t_n - t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k - t_{k-1}}{\tau_j}}\right) \right], \qquad (3)$$

где индекс j — принадлежность параметра к наблюдаемой добывающей скважине, индекс i — к нагнетательной скважине; q_i — дебит жидкости; I_i — приемистость; p^k_j — забойное давление на добывающих скважинах; e_j — интенсивность водоносного бассейна. В результате решения обратной задачи определяются такие параметры, как $-\tau_j$ «постоянная» времени, J_j — коэффициент продуктивности добывающих скважин и f_{ij} — коэффициент взаимовлияния. Минимальным набором входных данных являются дебиты жидкости, приемистости и забойное давление. Для определения потенциальных связей между скважинами и исключения связей между удаленно расположенными могут использоваться и координаты скважин.

Теоретические основы стохастико-аналитической модели

В отличие от модели CRM, стохастико-аналитическая модель позволяет оценить фильтрационные свойства пласта как в окрестностях скважин, так и в межскважинном пространстве [9, 10]. Если в модели CRM в качестве входного сигнала выступает динамика приемистости, а в качестве выходного — дебит жидкости, то в CAM входным сигналом является изменение приемистостей и дебитов окружающих скважин, а выходным — изменение забойного давления в оцениваемой скважине. Основывается модель на формуле изменения давления в точке в результате дискретного изменения дебита или приемистости окружающих скважин:

$$\Delta p(t - t_0) = u \sum_{i=1}^{N} \frac{q_i - q_{i-1}}{4\pi\varepsilon} Ei\left(\frac{r^2}{4\chi(t - t_i)}\right), \qquad (4)$$

где $Ei(-x) = \int_x^{\infty} \frac{e^u}{u} du$ — интегрально-показательная функция; $\Delta p(t\text{-}t_0)$ — изменение давления в точке наблюдения за время ко времени — t, Па; ε — коэффициент гидропроводности; χ — коэффициент пьезопроводности; q_i-q_{i-1} — изменение дебита за время t_i-t_{i-1}, при i = 1 изменение дебита $(q\text{-}0)$, м³/с; u — тип скважины: -1 — добывающая скважина, 1 — нагнетательная скважина.

Как и в случае с моделью CRM, решается оптимизационная задача относительно коэффициентов проницаемости, а целевая функция для скважины записывается как:

$$\psi(k_{зас}, \overline{k^g}, k_1^p, ..., k_j^p, ..., k_M^p) = \sum_{k=1}^{K} \left[\begin{array}{l} P_0 + u \sum_{i=1}^{k} \frac{\overline{\mu}(Q_i - Q_{i-1})}{4\pi h k_{зас}} \times \\ \times Ei\left(\frac{\alpha \cdot r_c^2}{4 k_{зас}(t_k - t_i)}\right) + \\ + \sum_{j=1}^{M} u_j \sum_{i=1}^{k} \frac{\overline{\mu}(q_{j,i} - q_{j,i-1})}{4\pi h_j \overline{k^g}} \times \\ \times Ei\left(\frac{\alpha \cdot r_j^2}{4 k_j^p (t_k - t_i)}\right) + D_{pk} \cdot Q_i^2 + \\ + M_k \cdot \left[u \sum_{i=1}^{k} \frac{1}{2}(Q_i + Q_{i-1})(t_k - t_i) + \right. \\ \left. + \sum_{j=1}^{M} u_j \sum_{i=1}^{k} \frac{1}{2}(q_{j,i} + q_{j,i-1})(t_k - t_i) \right] - P_k \end{array} \right]^2, \qquad (5)$$

где, $k_{зас}$, $\overline{k^g}$, k^p — проницаемость в зоне активной фильтрации, средняя гидропроводная проницаемость в окрестностях влияющей скважины и пьезопроводная проницаемость

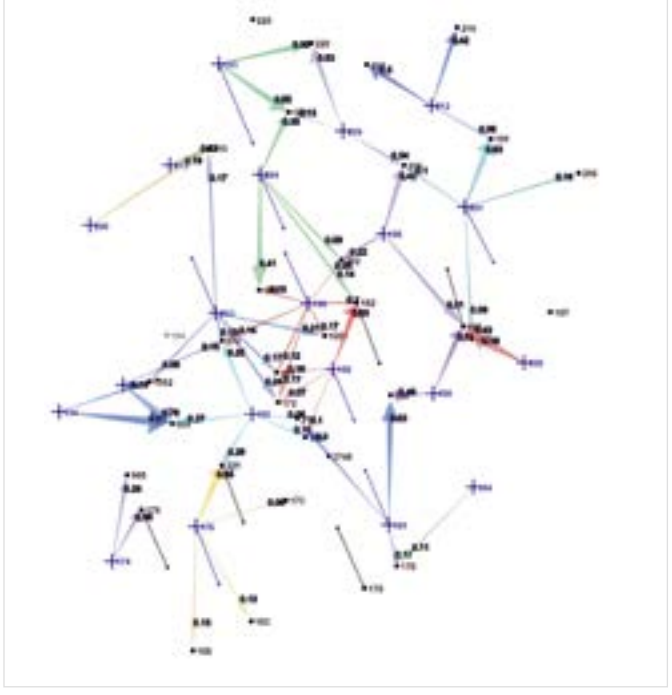


Рис. 1. Схема коэффициентов взаимовлияния на основе модели CRM
Fig. 1. Diagram of the coefficients of mutual influence based on the CRM model

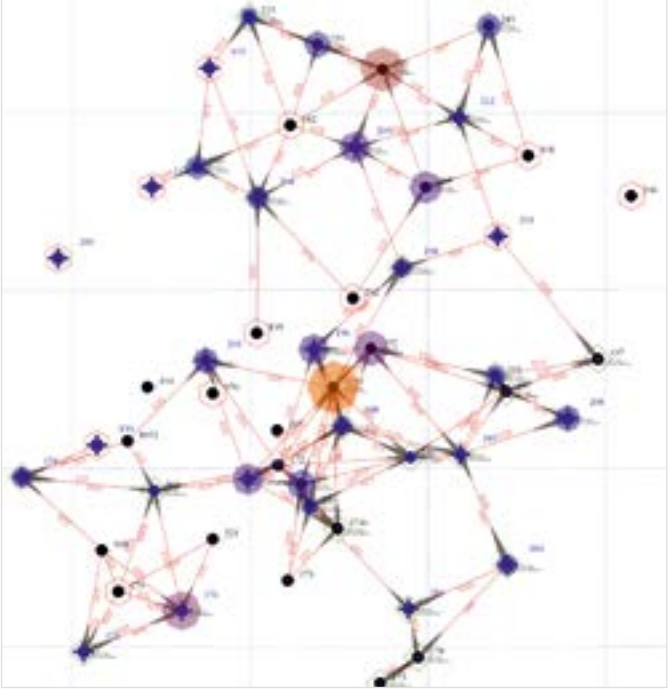


Рис. 2. Топологическая карта коэффициентов проницаемости на основе модели CAM
Fig. 2. Topological map of the permeability coefficients based on the SAM mode

между наблюдаемой и влияющей скважиной соответственно; t_k — k-й режим работы наблюдательной скважины; Q_i — i-й дебит/приемистость наблюдательной скважины; D_{pk} — коэффициент потерь давления на трение; M — число возмущающих скважин; $q_{i,j}$ — i-й дебит/приемистость j-й возмущающей скважины (источник импульса); p_0, p_k — забойное давление в начальный момент времени и на k-том временном шаге; ^{h} — мощность пласта; $^\alpha$ — вспомогательный параметр, определяемый произведением общей сжимаемости системы и средней вязкости жидкости; u — определяющий статус скважины добывающая/нагнетательная (-1/1); M_k — коэффициент гидроаккумуляции.

Как видно из формулы (5), помимо дебитов/приемистостей и забойного давления на вход необходимо подавать также значение мощности, проницаемости пласта в окрестностях скважин, координаты скважин, а также среднюю пористость пласта для расчета общей сжимаемости. Поскольку время распространения импульса давления может варьироваться от нескольких часов до нескольких дней, для адаптации модели необходимы суточные замеры показателей работы скважин.

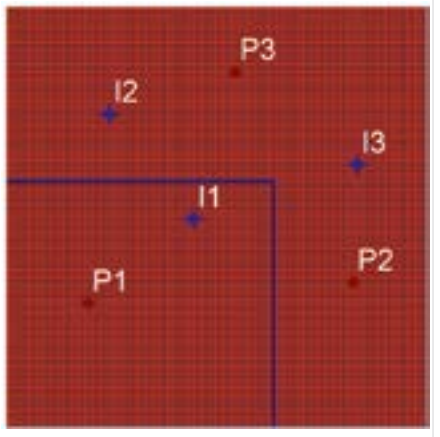
Сравнение моделей на примере объекта разработки Сузунского месторождения

Модели CAM и CRM были протестированы на одном из объектов разработки Сузунского месторождения. Для адаптации был взят период работы 120 суток с начала 2018 г. Анализировалась работа 42 добывающих скважин и 22 нагнетательных скважин. Средняя невязка по дебиту жидкости в модели CRM составила 9 %. На рисунке 1 представлена схема коэффициентов взаимовлияния на основе модели CRM, а на рисунке 2 — топологическая карта взаимовлияния скважин и межскважинных проницаемостей на основе модели CAM.

Взаимовлияния скважин в модели CRM описываются коэффициентами, характеризующими долю закачки воды, приходящуюся на добычу жидкости, а в CAM — коэффициентами проницаемости между скважинами. Однако принципиальным отличием моделей является то, что в модели CRM рассматривается только влияние нагнетательных скважин на добывающие, а в CAM — влияние каждой скважины на каждую. При этом модель CAM позволяет на основе подобранных коэффициентов проницаемости вычислить коэффициенты, характеризующие изменение давления вследствие массообменных процессов.

Оценка взаимовлияния по типу «каждая скважина с каждой» позволяет более детально определять наличие непроницаемых барьеров, что было исследовано на примере синтетической гидродинамической модели. В модели задавался один однородный нефтенасыщенный пласт с тремя добывающими скважинами и тремя нагнетательными скважинами и непроницаемым барьером (рис. 3).

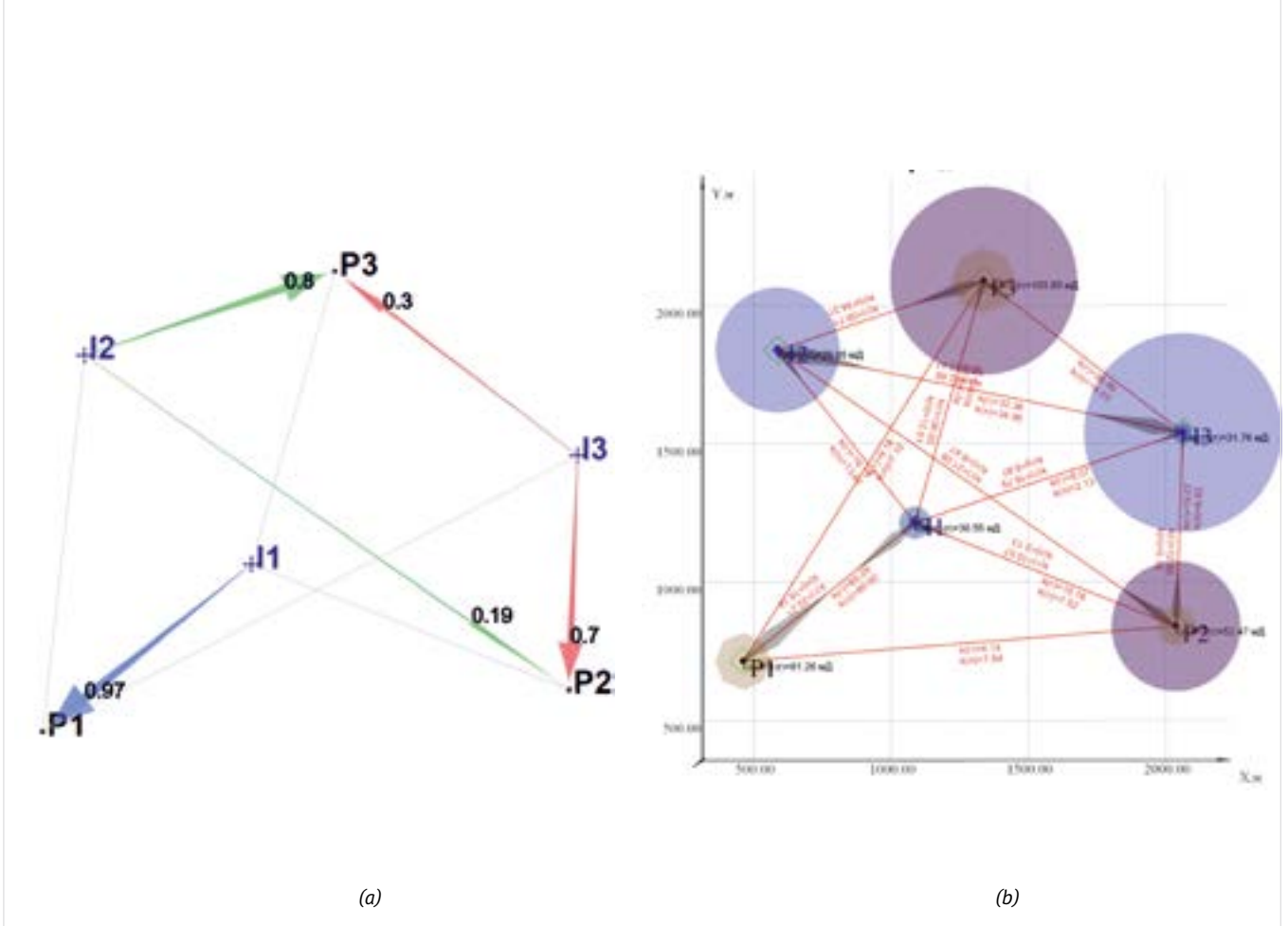
Проницаемость и пористость задавались 50 мД и 0.18 д. ед. соответственно. Моделировался период разработки 120 суток с временным шагом — одни сутки. На основе рассчитанных показателей разработки на ГДМ были



P1, P2, P3 — добывающие скважины;
I1, I2, I3 — нагнетательные скважины.
Синим цветом выделен непроницаемый барьер

Рис. 3. Схема расстановки скважин в синтетической модели
Fig. 3. Scheme of well placement in the synthetic model

настроены модели CRM и CAM. На рисунке 4 представлены схемы взаимовлияния, где по модели CRM просматривается отсутствие связи только между парами скважин I1-P3, I1-P2, I2-P1, I3-P1. Если в модели CRM взаимосвязь между скважинами определяется только коэффициентами взаимовлияния,



(a) *(b)*

Рис. 4. Карта взаимовлияния на основе модели CRM (a) и стохастико-аналитической модели (b)
Fig. 4. Interaction map based on the CRM model (a) and the stochastic-analytical model (b)

то в модели CAM для каждой пары скважин настраиваются два вида проницаемости, а также коэффициенты, характеризующие вклад в изменение забойного давления посредством массообмена и передачи импульса давления. Таким образом, для определения наличия непроницаемого барьера между скважинами необходимо проведение анализа всех рассчитываемых параметров модели (табл. 1).

В таблице 1 серым цветом отмечены признаки, указывающие на слабую связь между скважинами. Если таких признаков больше двух, то можно сказать, что связь отсутствует. В результате к парам несвязанных скважин по модели CRM можно добавить еще такие пары, как I1-I3, P1-P2, P1-P3. Несовпадение связей между скважинами P2–P3 по факту и CAM объясняется достаточно большим расстоянием между скважинами, а различие между парами скважин I2-P3 и P3-I2 с фактом может быть связано с различными скоростями импульса и требует дальнейшего развития модели в части решения обратной задачи не относительно каждой скважины приемника, а относительно всей системы скважин.

В таблице 2 приведено сравнение моделей CRM и CAM с позиции применения для решения задач анализа и оптимизации системы заводнения.

Основным преимуществом модели CAM является возможность оценки фильтрационных свойств пласта в окрестностях скважин и между парами скважин, что позволяет решать задачу подбора скважин-кандидатов на проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), направленных на повышение проводимости породы, таких как гидравлический разрыв пласта (ГРП) или же обработка призабойной зоны (ОПЗ). Преимуществом модели CRM является возможность прогнозирования как дебита жидкости, так и дебита нефти [11]. На основе прогнозирования могут быть решены задачи оценки эффективности ГТМ [12] и подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин [13]. Обе модели позволяют определить наличие непроизводительной закачки, однако если в CRM-модели непроизводительную закачку характеризует сумма коэффициентов влияния по добывающим скважинам, то в модели CAM непроизводительная закачка определяется коэффициентом гидроаккумуляции.

Итоги

Проведено сравнение аналитических моделей CRM и CAM. Обе модели были апробированы на данных Сузунского месторождения, были определены коэффициенты взаимовлияния по модели CRM и коэффициенты пьезопроводной и гидропроводной проницаемости по модели CAM.

Вывод

Исходя из особенностей моделей, CAM-модель больше подходит для случаев, когда необходимо оценить фильтрационные свойства в межскважинном пространстве для подбора соответствующих ГТМ, или как вспомогательный инструмент при адаптации гидродинамической модели. Преимуществом CRM-модели является возможность прогнозирования как базовой добычи, так и добычи при заданных приемистостях. Помимо этого, решение оптимизационной задачи относительно приемистостей позволяет в оперативном режиме решать задачи оптимизации системы заводнения. Следует отметить тот факт, что для CRM-модели подходят как суточные данные,

Табл. 1. Рассчитанные параметры модели CAM и коэффициенты взаимовлияния CRM
Tab. 1. Calculated parameters of the SAM model and CRM interaction coefficients

Пары скважин	ИД[1], д. ед.	МБ[2], д. ед.	kg[3], мД	kp[4], мД	Fij[5], д. ед.	Наличие связи		
						CRM	CAM	факт
I1 - › I2	0.01	0.06	5.2	0.5	-	не опр.	-	-
I1 - › I3	0.01	0.07	6.1	0.7	-	не опр.	-	-
I1 - › P1	0.88	0.83	72.2	73.0	0.992	+	+	+
I1 - › P2	0.10	0.02	1.9	7.9	0.000	-	-	-
I1 - › P3	0.01	0.01	1.2	1.0	0.000	-	-	-
I2 - › I1	0.26	0.20	3.2	1.9	-	не опр.	-	-
I2 - › P1	0.51	0.21	3.2	3.7	0.000	-	-	-
I2 - › P3	0.23	0.59	9.2	1.7	0.841	+	-	+
I3 - › I1	0.02	0.03	4.5	3.5	-	не опр.	-	-
I3 - › P2	0.55	0.42	61.9	79.2	0.536	+	+	+
I3 - › P3	0.43	0.55	81.4	61.2	0.464	+	+	+
P1 - › I1	0.96	0.95	68.1	38.2	0.992	+	+	+
P1 - › I2	0.04	0.05	3.8	1.5	-	не опр.	-	-
P2 - › I1	0.00	0.10	6.3	0.0	-	не опр.	-	-
P2 - › I3	1.00	0.90	55.0	53.0	0.536	+	+	+
P3 - › I1	0.00	0.00	0.0	0.0	0.000	-	-	-
P3 - › I2	0.50	0.56	43.0	47.0	0.841	+	+	+
P3 - › I3	0.50	0.44	34.0	47.0	0.464	+	+	+
P1 - › P2	0.00	0.00	0.00	0.00	-	не опр.	-	-
P1 - › P3	0.00	0.00	0.00	0.00	-	не опр.	-	-
P2 - › P3	0.00	0.00	0.00	0.00	-	не опр.	-	+

Примечания: 1. ИД — коэффициент, характеризующий вклад в передачу импульса давления;
2. МБ — коэффициент, характеризующий вклад в массообмен [10]; 3. kg — гидропроводная проницаемость;
4. kp — пьезопроводная проницаемость; 5. Fij CRM — коэффициенты взаимовлияния на основе модели CRM.

Табл. 2. Сравнение возможностей моделей CRM и CAM
Tab. 2. Comparison of the capabilities of the CRM and SAM models

	CRM	CAM
Тип входных данных	МЭР/суточные показатели	суточные показатели
Расчет коэффициентов взаимовлияния	+	+
Определение непроизводительной закачки	+	+
Определение свойств в межскважинном пространстве	-	+
Определение взаимовлияния скважин	-	+
Определение наличия непроницаемых барьеров и высокопроводящих каналов	+	+
Прогноз дебита жидкости/нефти	+	-
Расчет текущей компенсации по элементам заводнения	+	-
Решение задачи оптимизации приемистостей	+	-
Оценка эффективности проведенных ГТМ	+	-

так и усредненные данные по месяцам (МЭР). Что касается модели CAM, для настройки требуются суточные данные с минимальным количеством пропусков.

Литература

1. Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Т. 4. № 3. С. 146–164.
2. Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting. Energies, 2018, issue 11, P. 37–45. (In Eng).
3. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Бекман А.Д. Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения // Нефтяная провинция. 2020. № 1. С. 97–108.
4. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. Dallas, Texas, 2005, 9–12 October, SPE Annual technical conference and exhibition. (In Eng).
5. Sayarpour M. Development and application of capacitance-resistive models to water/CO_2 floods. Ph.D Dissertation, 2008, 218 p. (In Eng).
6. Аббасов А.А., Аббасов Э.М., Сулейманов А.А. Оценка эффективности процесса заводнения на основе емкостно-резистивной модели // Булатовские чтения. 2020. Т. 2. С. 33–36.
7. Хатмуллин И.Ф., Цанда А.П., Андрианова А.М., Буденный С.А., Маргарит А.С., Лушпеев В.А., Симонов М.В., Перец Д.С. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 38–41.
8. Баталов Д.А. Разработка метода локализации остаточных запасов нефти на поздних стадиях разработки. Тюмень: Диссертация. 2015. 165 с.
9. Пуртова И.П., Савастьин М.Ю., Стрекалов А.В. Анализ и интерпретация динамики режимов работы скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2007. № 6. С. 34–36.
10. Поспелова Т.А., Стрекалов А.В. Стохастико-аналитическая модель для автогидросамопрослушивания продуктивных пластов // Нефтяное хозяйство. 2019. № 9. С. 76–81.
11. Бекман А.Д., Поспелова Т.А., Зеленин Д.В. Новый метод прогнозирования динамики обводненности скважин с использованием результатов CRMP-моделирования // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 1. С. 192–207.
12. Аржиловский А.В., Зеленин Д.В., Ручкин А.А., Поспелова Т.А., Бекман А.Д. К вопросу разделения эффекта от сопутствующих ГТМ с учетом влияния закачки // Нефтяная провинция. 2020. № 3. С. 99–112.
13. Поспелова Т.А., Зеленин Д.В., Жуков М.С., Бекман А.Д., Ручкин А.А. Оптимизация системы заводнения на основе модели CRM // Нефтепромысловое дело. 2020. № 7. С. 5–10.

ENGLISH

Results

The analytical models of CRM and SAM are compared. Both models were tested on the data of the Suzunskoye field, the coefficients of mutual influence were determined by the CRM model and the coefficients of piezoelectric and hydroconductive permeability by the SAM model.

Conclusions

Based on the features of the models, the model itself is more suitable for cases where it is necessary to evaluate the filtration properties in the inter-well space for the selection of appropriate GTMs or as an auxiliary tool for adapting the hydrodynamic model. The advantage of the CRM model is the ability to predict both basic production and production at specified pickups. In addition, the solution of the optimization problem with respect to pickups allows you to solve the problems of optimizing the waterflooding system in an operational mode. It should be noted that for the CRM model, both daily data and monthly averaged data (MPI) are suitable. As for the SAM model, the setup requires daily data with a minimum number of omissions.

References

1. Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Knyazev A.V., Korytov A.V. Considerations on mathematical modeling of producer-injector interference. Tyumen state university herald. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy, Vol. 4, issue 3, P. 146–164. (In Russ).
2. Holanda R.W., Gildin E., Jensen J.L., Lake L.W., Kabir C.S. A state-of-the-art literature review on capacitance resistance models for reservoir characterization and performance forecasting. Energies, 2018, issue 11, P. 37–45. (In Eng).
3. Pospelova T.A., Zelenin D.V., Ruchkin A.A., Bekman A.D. Application of CRM models for analysis of waterflood performance. Neftyanaya provintsiya, 2020, issue 1, P. 97–108. (In Russ).
4. Yousef A.A., Gentil P.H., Jensen J.L., Lake L.W. A capacitance model to infer interwell connectivity from production and injection rate fluctuations. Dallas, Texas, 2005, 9–12 October, SPE Annual technical conference and exhibition. (In Eng).
5. Sayarpour M. Development and application of capacitance-resistive models to water/CO_2 floods. Ph.D Dissertation, 2008, 218 p. (In Eng).
6. Abbasov A.A., Abbasov E.M., Suleymanov A.A. Waterflooding efficiency estimation using capacitance-resistance model with non-linear productivity index. Readings name A.I. Bulatov, 2020, Vol. 2, P. 33–36. (In Eng).
7. Khatmullin I.F., Tsanda A.P., Andrianova A.M., Budenny S.A., Margarit A.S., Lushpeev V.A., Simonov M.V., Perets D.S. Semi-analytical models for calculating well interference: limitations and applications. Oil industry, 2018, issue 12, P. 38–41. (In Russ).
8. Batalov D.A. Development of a method for localizing residual oil reserves in the late stages of development. Tyumen: 2015, Dissertation, 165 p. (In Russ).
9. Purtova I.P., Savastin M.Yu., Strekalov A.V. Analysis and interpretation of the dynamics of well operation modes. Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2007, issue 6, P. 34–36. (In Russ).
10. Pospelova T.A., Strekalov A.V. Stochastic-analytical model for auto-hydro-self-listening of reservoirs. Oil industry, 2019, issue 9, P. 76–81. (In Russ).
11. Bekman A.D., Pospelova T.A., Zelenin D.V. A new approach to water cut forecasting based on results of capacitance resistance modeling. Tyumen state university herald. Physical and mathematical modeling. Oil, Gas, Energy, Vol. 6, issue 1, P. 192–207. (In Russ).
12. Arzhilovskiy A.V., Zelenin D.V., Ruchkin A.A., Pospelova T.A., Bekman A.D. On separation of eor/well stimulation effects with consideration of injection effect. Neftyanaya provintsiya, 2020, issue 3, P. 99–112. (In Russ).
13. Pospelova T.A., Zelenin D.V., Zhukov M.S., Bekman A.D., Ruchkin A.A. Water cut system optimization based on CRM model. Neftepromyslovoe delo. 2020, issue 7, P. 5–10. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Поспелова Татьяна Анатольевна, к.т.н., заместитель генерального директора по науке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Pospelova Tatiana Anatolevna, ph.d., deputy general director for science, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: tapospelova@tnnc.rosneft.ru

Новый Завод

БИМЕТАЛЛИЧЕСКИЕ КОМБИНИРОВАННЫЕ ТРУБЫ И ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБОПРОВОДА С МЕТАЛЛИЧЕСКИМ ПЛАКИРУЮЩИМ СЛОЕМ

ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В КОРРОЗИОННОАКТИВНЫХ СРЕДАХ

ТРУБЫ
ОТВОДЫ
УГОЛЬНИКИ
ТРОЙНИКИ (точёные, штампованные, сварные)
ПЕРЕХОДЫ
ПАТРУБКИ
ФЛАНЦЫ (фланцевые пары)
ЗАГЛУШКИ ПОВОРОТНЫЕ

ТУ 24.20.40-002-37941826-2020.

ООО "НОВЫЙ ЗАВОД"
Производство:
г. Екатеринбург, ул. Завокзальная, 5, строение №11.
Сбыт Офис: г. Москва, 3-я Хорошёвская 2 строение 1, офис 627.

+ 7 (343) 253-05-05 (06,07)
newplant77@bk.ru
www.новыйзавод.рф

Мы помогаем добывать нефть!

В 2020 году компания ООО «Дельта Ойл Сервис» отметила свой 10-тилетний юбилей. В 2018 году компания получила «второе дыхание» под руководством Генерального директора Насретдинова Рифката Габдулловича.

ООО «Дельта Ойл Сервис» обладает большим опытом в области оказания сервисных услуг и реализации проектов по повышению нефтеотдачи пластов физико-химическими методами воздействия, с применением различных химических реагентов и полимерных составов, опытом проектирования и внедрения технологий полимерного, ПАВ и ПАВ-полимерного заводнения на территории Российской Федерации и Республики Казахстан. На сегодняшний день компания оснащена современным специализированным оборудованием для приготовления и закачки композиций на скважинах, что позволяет подобрать методы воздействия к конкретным геолого-промысловым условиям нефтегазовых месторождений.

За всю историю компании проведены работы по технологии выравнивания профиля приемистости и охвачены воздействием более 1 500 скважин на месторождениях таких нефтегазодобывающих компаний как Роснефть, Лукойл, Газпромнефть, Славнефть, Лукойл-АИК, РуссНефть. Накопленный опыт успешной работы в области нефтедобычи свидетельствует о надежности компании, что в свою очередь подтверждается благодарственными письмами и положительными отзывами со стороны Заказчиков.

ООО «Дельта Ойл Сервис» адаптируется к новым условиям, а также имеет потенциал для дальнейшего увеличения объемов производства, активно внедряются новейшие разработки в области техники и технологии добычи нефти, повышения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти, проводится реновация оборудования.

Коллектив ООО «Дельта Ойл Сервис»

Важнейшим слагаемым успеха компании являются научно-обоснованный подход, современное сертифицированное оборудование и программное обеспечение, сотрудничество с ведущими научными нефтяными институтами. Коллектив компании это высококвалифицированный персонал, решающий задачи самого высокого уровня сложности.

Мы уделяем особое внимание охране труда и промышленной безопасности. Обеспечение безопасных условий работ при внедрении новых высокоэффективных технологий является одной из главных задач. Компания прошла сертификацию и соответствует требованиям ГОСТ ISO 9001-2015, ISO 14001-2015, ONSAS 18001-2007.

ООО «Дельта Ойл Сервис» открыта к сотрудничеству и готова рассмотреть любые идеи и предложения.

Будем рады видеть Вас в числе наших партнеров!

Delta Oil Service

ООО «Дельта Ойл Сервис»
420111, РФ, г. Казань, ул. Карла Фукса, 11/6
Тел.: +7 (843) 200-07-21
e-mail: info@doilsrv.ru

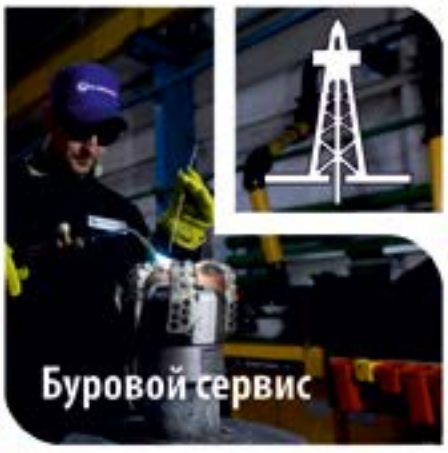
Насретдинов Р. Г.
Генеральный директор ООО «Дельта Ойл Сервис»

В настоящее время основная доля мировой добычи нефти приходится на месторождения, пик добычи на которых уже пройден, а запасы классифицируются как трудноизвлекаемые. Для дальнейшей разработки таких месторождений требуется внедрение новых методов увеличения нефтеотдачи и применение новых реагентов. Перед российской нефтяной отраслью, как неотъемлемой частью мирового топливно-энергетического комплекса, стоит достаточно трудная задача по оптимальному выбору вектора развития в новых условиях. С одной стороны, действующие месторождения истощаются по естественным причинам, а большинство новых проектов либо удалены от мест потребления нефти, либо классифицируются уже как ТРИЗ. В этих условиях значение третичных методов увеличения нефтеотдачи для настоящего и будущего российской «нефтянки» переоценить сложно. Особенно они актуальны на большинстве месторождениий, которые на сегодняшний день находятся в стадии падающей добычи и сильно обводнены. Применение современных методов увеличения нефтеотдачи позволяет продлевать жизнь таким месторождениям.

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

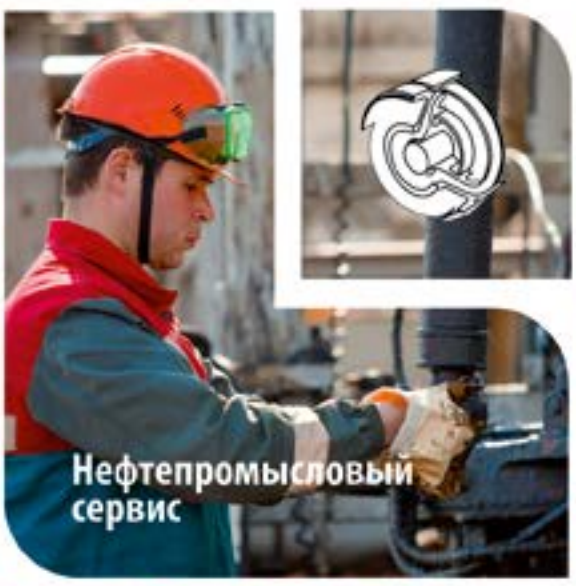
ГРУППА КОМПАНИЙ

СИСТЕМА•СЕРВИС



Буровой сервис

Изготовление и ремонт нефтепромыслового оборудования



Нефтепромысловый сервис

Производство кабельно-проводниковой продукции

423450 Россия, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул.Базовая, д.2
+7 (8553) 389-400, +7 (8553) 31-84-94
info@sistemaservis.ru / www.sistemaservis.ru

ДУГА-О$_2$

Новый регистратор дуговых замыканий с контролем целостности оптического волокна

- Контроль целостности оптического волокна
- Универсальное крепление: на DIN-рейку или дверь рейного отсека
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)
- Возможность блокировки излишней работы дуговой защиты при отсутствии сигнала пуска от релейной защиты
- Более быстрое отключение выключателя отходящих присоединений за счет применения силового гибридного реле внутри ДУГА-О$_2$

Для установки в ячейках РУ 0,4–35 кВ, в том числе на энергообъектах критической инфраструктуры

Регистратор ДУГА-О$_2$ устанавливается в релейный отсек каждой ячейки и собирает сигналы с волоконно-оптических датчиков.

Регистратор обеспечивает преобразование, передачу, запоминание и отображение сигналов от волоконно-оптических датчиков при возникновении дугового замыкания, а также определение места возникновения дугового замыкания с точностью до отсека.

ООО «НТЦ «Механотроника» более 30 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих устройств и решений и создает новые, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**

www.mtrele.ru

Реклама

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-57-60 УДК 622.276 I Научная статья

Оптимизация поиска зон остаточных запасов путем учета неньютоновских свойств нефти при гидродинамическом моделировании

Выломов Д.Д., Штин Н.А.
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
ddvylomov@udmurtneft.ru

Аннотация
Статья посвящена учету нелинейной фильтрации при гидродинамическом моделировании процесса вытеснения нефти. Авторами проанализированы и выявлены основные факторы, являющиеся причинами отклонения от линейного закона фильтрации. В работе рассмотрен метод математического моделирования неньютоновских свойств нефти.
В процессе фильтрационного моделирования реализован и апробирован алгоритм по преобразованию геолого-физических характеристик (ГФХ) нефтяных месторождений в коэффициенты, используемые гидродинамическим симулятором для учета нелинейной фильтрации. Таким образом, построена гидродинамическая модель (ГДМ) нефтяного месторождения, способная учитывать отклонение от линейного закона Дарси и количественно оценивать влияние неньютоновских свойств нефти на процесс разработки.

Материалы и методы
Для расчета предельного динамического напряжение сдвига (ПДНС) дегазированной (1) и насыщенной газом нефтью (2) была использована методика, основанная на исследованиях свойств нефтей Волго-Уральской провинции [1].

Ключевые слова
гидродинамическое моделирование, нелинейная фильтрация, отклонение от линейного закона Дарси, неньютоновские свойства нефти, градиент динамического давления сдвига, градиент предельного разрушения структуры, 9-точечная система разработки, остаточные запасы, ГФХ

Для цитирования
Выломов Д.Д., Штин Н.А. Оптимизация поиска зон остаточных запасов путем учета неньютоновских свойств нефти при гидродинамическом моделировании // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 2. С. 57–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-57-60

Поступила в редакцию: 06.10.2020

UDC 622.276 I Original Paper

Optimization of the search for zones of residual reserves with considering the non-newtonian properties of oil in the process of hydrodynamic modeling

Vylomov D.D., Shtin N.A.
“Izhevsk Petroleum Research Center” CJSC, Izhevsk, Russia
ddvylomov@udmurtneft.ru

Abstract
The paper is devoted to the accounting of nonlinear filtration in hydrodynamic modeling of the oil displacement process. The authors analyzed and identified the main factors that are the reasons for the deviation from the linear filtration law. The work considered a method of mathematical modeling of non-newtonian oil properties.
In the process of filtration modeling, an algorithm for converting the geological-physical characteristics (GPC) of oil fields into coefficients used by a hydrodynamic simulator to take into account nonlinear filtration was created and tested. Thus, a hydrodynamic model (HDM) of an oil field has been built, capable of taking into account the deviation from the linear Darcy's law and quantify the impact of non-newtonian oil properties on the development process.

Materials and methods
To calculate the limit dynamic shear stress (LDSS) of degassed (1) and gas-saturated oil (2), a technique was used based on studies of the properties of oils from the Volga-Ural province [1].

Keywords
hydrodynamic modeling, nonlinear filtering, deviation from linear Darcy's low, non-newtonian properties of oil, gradient of the dynamic structure destruction, gradient of the limit structure destruction, nine point development system of oil, residuals reserves, geological and physical characteristics

For citation
Vylomov D.D., Shtin N.A. Optimization of the search for zones of residual reserves with considering the non-newtonian properties of oil in the process of hydrodynamic modeling. Exposition Oil Gas, 2021, issue 2, P. 57–60. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-2-57-60

Received: 06.10.2020

Одной из основных причин возникновения «застойных» недренируемых зон в процессе вытеснения нефти является образование структур, содержащих большое количество асфальтенов, смол, парафинов (АСПО) и серы [2]. Такие структурные образования обладают определенной устойчивостью и требуют определенного перепада давления для начала процесса движения жидкости. Как правило, снижение пластового давления продуктивного пласта в процессе разработки является ключевым фактором для дегазации нефти и выпадения АСПО. Также необходимо отметить влияние техногенного воздействия на пласт при вторичных методах увеличения нефтеотдачи (МУН) — постоянной закачки холодной воды, приводящей к охлаждению пласта и, как следствие, выпадению парафинов, образованию водонефтяных эмульсий, повышению вязкости и плотности нефти [3]. Существует и ряд других причин, влияющих на отклонение от линейного закона Дарси и проявление неньютоновских свойств нефти при низких скоростях фильтрации. Прежде всего, это естественный фактор — низкопроницаемые коллекторы, где проявление неньютоновских свойств особенно усиливается из-за фильтрации жидкости по тонким каналам [4]. Некоторые авторы отмечают особенности проявления неньютоновских свойств при фильтрации вязких нефтей в разных типах коллектора [5]. По результатам экспериментов, проведенных на образцах терригенного и карбонатного керна с примерно одинаковыми значениями пористости и проницаемости, подвижность нефти в карбонатных породах в 2–4 раза ниже, чем в песчаных.

Несмотря на крайне высокую сложность оценки полного влияния нелинейного характера процесса фильтрации, важно учитывать эти данные для более физичного и корректного процесса локализации зон остаточных запасов и регулирования системы разработки [6].

Рассмотрим схематическое описание моделирования неньютоновских свойств в гидродинамическом симуляторе «РН-КИМ» [7]. В данном ПО имеется возможность задания отклонения от линейного закона Дарси, определенная кусочной аппроксимацией кривой зависимости скорости фильтрации от градиента давления отрезками прямых (рис. 1).

Для использования ключевого слова и ввода дополнительной таблицы требуется вычисление следующих коэффициентов: градиента динамического давления сдвига (ГДДС — градиент давления, необходимый к преодолению для начала фильтрации жидкости) и градиента предельного разрушения структуры (ГПРС — градиент давления, выше которого фильтрация подчиняется линейному закону Дарси).

Для расчета параметров напряжения сдвига (ПДНС) дегазированной (1) и насыщенной газом нефтью (2) была использована методика, основанная на исследованиях свойств нефтей Волго-Уральской провинции [1]:

$$\Theta_0(T_{пл}, P_{пл}) = K \cdot \frac{A}{C}, \qquad (1)$$

где $T_{пл}$, $P_{пл}$ — пластовые температура [°С] и давление [атм]; K — районный коэффициент [б/р]; $\frac{A}{C}$ — отношение процентного содержания смол к асфальтенам [б/р].

$$\Theta(T_{пл}, P_{пл}) = \Theta_0 + \left\{\left[-0{,}0516 \cdot \left(\frac{A}{C}\right)^2 + 0{,}0408 \cdot \frac{A}{C} - 0{,}0028\right] \times \left(\Gamma_a^2 + \Gamma_M + \Gamma_э\right)\right\}, \qquad (2)$$

где Θ_0 — ПДНС дегазированной нефти [атм/м] при $T_{пл}$, $P_{пл}$; Γ_a^2 — квадрат процентного содержания азота [м³/м³]; Γ_M, $\Gamma_э$ — процентное содержание метана и этана соответственно [м³/м³].

Далее вычислим ПДНС для давлений (3) и температур (4), отличных от пластовых:

$$\Theta_0(T_{пл}, P) = \Theta \cdot \left(\frac{5 - \lg P}{3}\right), \qquad (3)$$

где Θ — ПДНС насыщенной газом нефти [атм/м] при $T_{пл}$, $P_{пл}$; P — величина давления не равная пластовому [атм].

$$\Theta_T(T, P_{пл}) = \Theta \cdot \left(\frac{24}{T} - 0{,}04\right), \qquad (4)$$

где T — величина температуры не равной пластовой [°С].

При использовании полученных ранее формул рассчитаем величины искомых для моделирования нелинейной фильтрации градиентов ГДДС (5) и ГПРС (6):

$$H_0(T_{пл}, P_{пл}) = \frac{0{,}052}{k_н^{0{,}62}} \cdot \Theta, \qquad (5)$$

где $k_н$ — проницаемость [мД].

$$H_L(T_{пл}, P_{пл}) = 0{,}0078 + 1{,}21 \cdot H_0, \qquad (6)$$

где H_0 — ГДДС [атм/м].

Согласно отраженной ранее последовательности расчета искомых коэффициентов, используем уравнения (1) и (2) для преобразования исходных ГФХ месторождения в значения коэффициента ПДНС.

На основании расчетных величин ПДНС рассчитаем значения ГДДС и ГПРС для разных значений абсолютной проницаемости, а также отобразим полученные зависимости скорости фильтрации от граничных градиентов на графике (рис. 2).

Полученные зависимости скорости фильтрации от граничных градиентов подтверждают экспериментальные данные об обратном влиянии проницаемости пород на реологические параметры [8], что в свою очередь свидетельствует о физичности и корректности предлагаемого авторами алгоритма по определению граничных градиентов и моделированию неньютоновских свойств нефти.

Для учета влияния нелинейной фильтрации и локализации зон остаточных запасов была использована секторная гидродинамическая модель нефтяной залежи, обладающая следующими свойствами: средняя пористость

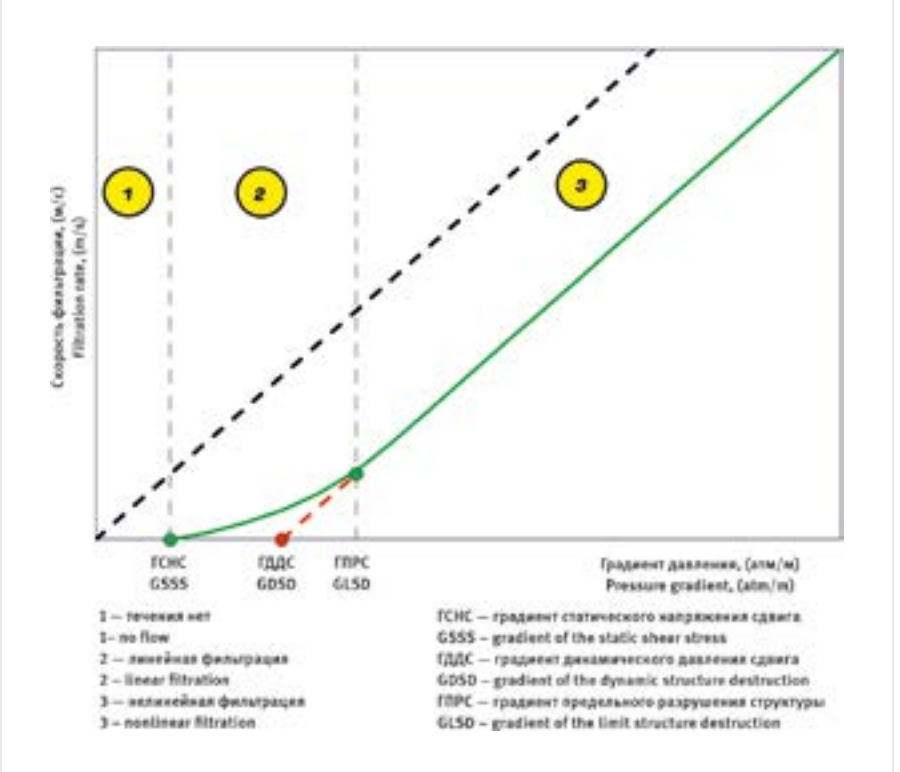


Рис. 1. Кусочная аппроксимация кривой зависимости скорости фильтрации от градиента давления отрезками прямых
Fig. 1. Partial approximation of the curve of the dependence of the filtration rate on the pressure gradient by line intervals

0.15 д. ед., средняя проницаемость 30 мД, вязкость нефти 20 сПз и начальные геологические запасы (НГЗ) нефти 5 млн т.

После этапа инициализации ГДМ в контуре залежи было размещено несколько элементов девятиточечной системы разработки и произведена серия расчетов по запуску добывающих и нагнетательных скважин, в ходе которых пластовое давление опускалось ниже давления насыщения.

В процессе работы было проведено два типа расчетов: с учетом неньютоновских свойств нефти, то есть при использовании ключевого слова и таблицы зависимости граничных градиентов от проницаемости, и без учета.

Финальным результатом расчетов стала карта разницы остаточных подвижных запасов нефти для двух ГДМ (учитывающей и не учитывающей отклонение от линейного закона Дарси) (рис. 3).

Разница в накопленной добыче нефти без учета и с учетом неньютоновских свойств нефти составила 85 тыс. т или 6 % (табл. 1), что подтверждает значительное влияние реологических свойств жидкости на нефтеотдачу даже для среднепроницаемых коллекторов с повышенной вязкостью.

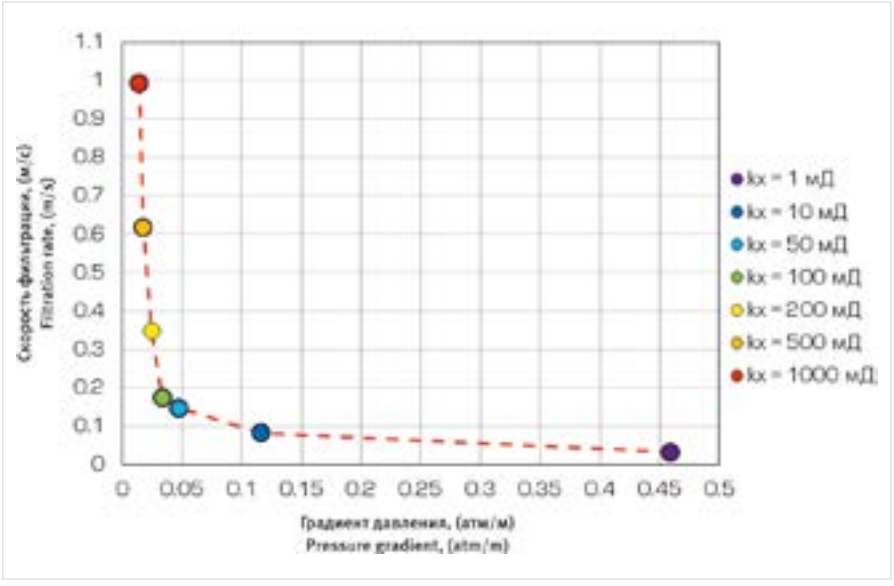


Рис. 2. Зависимость скорости фильтрации от граничных градиентов при разных величинах абсолютной проницаемости
Fig. 2. Correlation of filtration rate on limit gradients at different values of absolute permeability

Итоги

В работе рассмотрены основные факторы, способствующие возникновению неньютоновских свойств нефти при разработке нефтяных месторождений. По аналитическим формулам получены зависимости скорости фильтрации от граничных градиентов. Предоставлено описание моделирования неньютоновских свойств в гидродинамическом симуляторе. На гидродинамической модели показан эффект изменения подвижных запасов нефти при расчете с отклонением от линейного закона Дарси.

Выводы

Из-за снижения пластового давления и последующего увеличения вязкости нефти в призабойной зоне формируется ограниченная недренируемая область со значениями градиента давления ниже ГДДС. Такие «застойные» зоны практически не вовлечены в процесс разработки, что приводит к снижению фактического коэффициента нефтеизвлечения (КИН). Увеличение ГДДС и ГПРС обусловливает уменьшение проницаемости и, как следствие, снижает скорость фильтрации. Учет влияния неньютоновских свойств нефти при гидродинамическом моделировании позволяет выявлять области, не вовлеченные в процесс разработки, и оценивать их остаточные запасы.

Табл. 1. Численная разница моделирования
Tab. 1. Numerical simulation difference

Накопленная добыча нефти (на конец расчета)		Разница	
без учета, тыс. т	с учетом, тыс. т	относительная, %	абсолютная, тыс. т
1 506	1 421	-6	-85

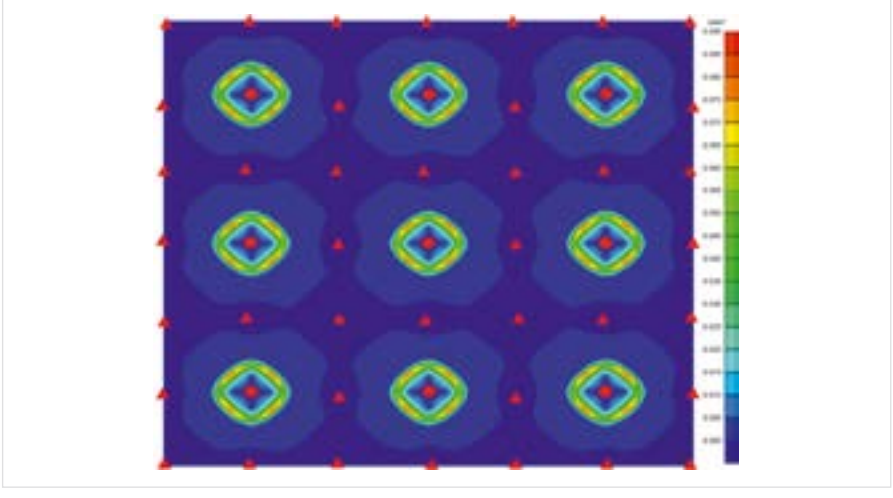


Рис. 3. Карта разницы остаточных подвижных запасов нефти без учета и с учетом нелинейной фильтрации, т/м²
Fig. 3. Map of the difference in movable mobile oil reserves without and add option nonlinear filtration, t/m²

Литература

1. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
2. Рузин Л.М., Морозюк О.А., Дуркин С.М., Жангабылов Р.А., Калинин С.А. Особенности разработки залежей высоковязкой нефти // Нефтегазовое дело. 2015. Т. 13. № 2. С. 58–67.
3. Ханипов М.Н., Насыбуллин А.В., Саттаров Рав.З., Саттаров Рам.З. Исследование влияния неньютоновских свойств нефти на выработку запасов с применением гидродинамического моделирования // Нефтяное хозяйство. 2017. № 12. С. 114–116.
4. Берлин А.В., Миронычев В.Г., Васильев В.Г., Зубов Н.В., Дерюшев Д.Е., Юдин В.А. Учет неньютоновских свойств нефти при гидродинамическом моделировании // Нефтяное хозяйство. 2004. № 12. С. 46–49.
5. Гафаров Ш.А., Шамаев Г.А., Сафонов Е.Н. Особенности фильтрации неньютоновских нефтей в карбонатных пористых средах // Нефтяное хозяйство. 2005. № 11. С. 52–54.
6. Подъячева В.Е., Ковалев А.А., Зиновьев А.М., Ильин И.В. К вопросу формирования системы разработки залежи, содержащей вязкопластичную неньютоновскую нефть // Нефтепромысловое дело. 2017. № 3. С. 5–8.
7. Гидродинамический симулятор залежей углеводородов. ПАО «НК «Роснефть». «РН-КИМ». Уфа, 2020.
8. Рахимов Н.Р., Оруджев В.Л. Особенности разработки и эксплуатации месторождений неньютоновских нефтей. Ташкент: Фан, 1976.

Results

The paper considers the main factors contributing to the emergence of non-newtonian properties of oil in the development of oil fields. According to analytical formulas, the dependences of the filtration rate on the boundary gradients are obtained. A description of modeling non-Newtonian properties in a hydrodynamic simulator is provided. On the hydrodynamic model, the effect of changes in mobile oil reserves is shown when calculating with a deviation from the linear Darcy's law.

Conclusions

If the linearity of the filtration law is violated, a limited non-drainable area is formed around the wells with pressure gradient values below the GDSD. Such "stagnant" zones are practically not involved in the filtration process, which leads to a decrease in the actual oil recovery factor (ORF). The increase in GDSD and GLSD is due to a decrease in permeability, and, as a consequence, decreases the filtration rate. Taking into account the influence of non-Newtonian oil properties in hydrodynamic modeling allows identifying areas that are not involved in the development process and assessing their residual reserves.

References

1. Devlikamov V.V., Habibullin Z.A., Kabirov M.M. Abnormal oils. M.: Nedra, 1975. (In Russ).
2. Ruzin L.M., Morozyuk O.A., Durkin S.M., Jangabylov R.A., Kalinin S.A. Features high-viscosity oil reservoir development. Oil Industry, 2015, T. 13, issue 2, P. 58-67. (In Russ).
3. Hanipov M.N., Nasybullin A.V., Sattarov Rav.Z., Sattarov Ram.Z. Reservoir simulation modeling used to assess the effect of non-newtonian oil properties on reserves recovery. Oil Industry, 2017, issue 12, P. 114-116. (In Russ).
4. Berlin A.V., Mironichev V.G., Vasilyev V.G., Zubov N.V., Deryushev D.E., Yudin V.A. Non-newtonian oils filtration features in carbonate porous medium // Oil Industry, 2004, issue 2, P. 46-49. (In Russ).
5. Gafarov Sh.A., Shamayev G.A., Safonov E.N. Features filtration of non-Newton oils in carbonate porous environments // Oil Industry, 2005, issue 11, P. 52-54. (In Russ).
6. Podyacheva V.E., Kovalev A.A., Zinoviev A.M., Ilyin I.V. Some aspects of formation of a deposit development system containing viscous-plastic non-newtonian oil. Oil Industry, 2017, issue 3, P. 5-8. (In Russ).
7. Hydrodynamic reservoir simulator. Rosneft Oil Company, PJSC, "RN-KIM", Ufa, 2020. (In Russ).
8. Rakhimov N.R., Orujev V.L. Peculiarities of development and operation of non-Newtonian oil fields. Tashkent: Fan, 1976. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Выломов Денис Дмитриевич, ведущий инженер,
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
Для контактов: ddvylomov@udmurtneft.ru

Штин Никита Александрович, главный специалист,
ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Vylomov Denis Dmitrievich, lead engineer,
"Petroleum research center" CJSC, Izhevsk, Russia
Corresponding author: ddvylomov@udmurtneft.ru

Shtin Nikita Aleksandrovich, chief specialist,
"Petroleum research center" CJSC, Izhevsk, Russia

Энергоцентры месторождений — особенности создания и надежной эксплуатации

Рубанов Андрей Витальевич
ведущий специалист Департамента развития ООО «ЭНЕРГАЗ»

Энергоцентры собственных нужд месторождений обеспечивают электричеством и теплом инфраструктурные и производственные объекты нефтегазовых промыслов, повышают энергоэффективность, рентабельность и экологичность добычи углеводородов.

Обеспечение энергетической автономности месторождений — это комплексная задача, которая предполагает разработку и внедрение уникальных инженерных решений, анализ надежности и экологичности, оценку эффективности, экономических и технических рисков, обоснование выбора генерирующего и технологического оборудования, заботу о качестве топливного газа.

ПОЧЕМУ НЕОБХОДИМ ЭНЕРГОЦЕНТР СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Необходимость создания энергоцентра собственных нужд (ЭСН) конкретного месторождения обусловлена основными и сопутствующими причинами. Среди них:

- затраты на подвод электроэнергии и тепла сопоставимы с расходами на строительство собственной электростанции (новое строительство);
- проблемы с региональными энергосетями либо со стоимостью дополнительной электроэнергии (расширение мощностей);
- наличие и качество электроэнергии, критичное для непрерывности технологического процесса или чреватое нарушением технологии;
- штрафы за выбросы в атмосферу попутного нефтяного газа (ПНГ) и прочих продуктов, которые сопоставимы со стоимостью оборудования электростанции;
- возможность использования дешевого или собственного «бесплатного» газа в качестве топлива для электростанции;
- постоянное ожидание роста тарифов на электроэнергию;
- удаленность месторождения от коммуникаций, что осложняет транспортировку углеродного сырья.

ЭСН КАК ОСНОВА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Энергоцентр работает на энергоэффективность нефтегазодобычи, помогая собственнику решать следующие задачи:

- покрытие электрических нагрузок в условиях сетевых ограничений;
- выработка тепловой мощности для объектов месторождений;

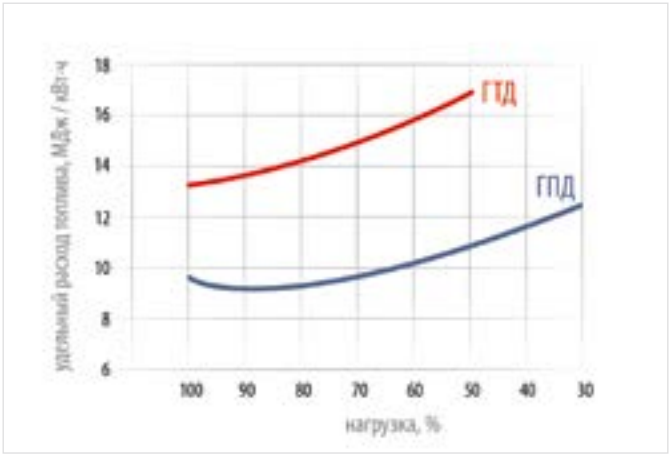


Рис. 1. Удельный расход топлива газопоршневого и газотурбинного двигателей

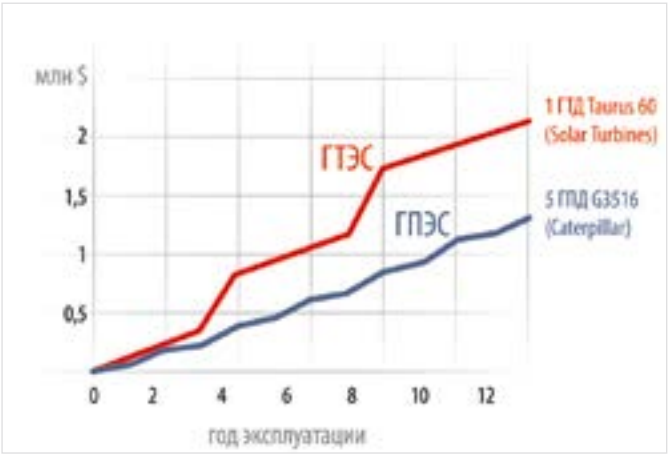


Рис. 2. Эксплуатационные затраты на электростанцию мощностью 5 МВт

- обеспечение технологических потребностей в горячей воде и паре для закачки в пласты;
- снижение затрат на потребляемые энергоресурсы;
- уменьшение зависимости предприятия от тарифной политики на энергорынке;
- рост объема рационального применения попутного нефтяного газа.

Однако есть и проблемы, связанные со сложностью строительства энергоцентров на отдаленных промыслах, обеспечением экологичности генерации и отпуском избытка электроэнергии в общую сеть.

ГПЭС ИЛИ ГТЭС?

Самые распространенные приводы генераторов для децентрализованных электростанций — это газопоршневые (ГПД) и газотурбинные двигатели (ГТД). При выборе между ними владельцы будущих ЭСН прежде всего задаются вопросами расхода топлива и эксплуатационных затрат, что связано с достижением выгоды и сроком окупаемости оборудования.

Отметим, что удельный расход топлива на выработанный кВт ч меньше у газопоршневой установки, причем при любом нагрузочном режиме (рис. 1). Это объясняется тем, что КПД поршневых машин составляет 36...45 %, а газовых турбин (в простом цикле) — 25...34 %.

Сравнение эксплуатационных затрат на газопоршневую (ГПЭС) и газотурбинную электростанции (ГТЭС) тоже говорит в пользу первых — у ГПЭС они ниже (рис. 2). Резкими скачками на графике ГТЭС отмечены капитальные ремонты турбины. Капремонты ГПЭС требуют значительно меньше финансовых и людских ресурсов.

Казалось бы, выбор очевиден. Но ГПД и ГТД сравниваются по многим критериям, среди которых долговечность, ремонтопригодность, влияние переменной нагрузки, размещение в здании, периодичность и локализация обслуживания, экологичность и др. В российских условиях немаловажную роль в выборе генерирующего оборудования играет и проблема импортозамещения.

Специалисты считают, что применение газовых турбин более выгодно на крупных месторождениях с развернутой инфраструктурой, имеющих значительные (свыше 20 МВт) электрические нагрузки. Учитываются также потребности собственника в тепловой мощности, которые обеспечивают ГТЭС, работающие в когенерационном цикле.

В свою очередь, газопоршневые агрегаты перспективнее для энергоцентров небольших месторождений, а также для временных ЭСН, действующих в начальный период обустройства промыслов.

Экспертные данные свидетельствуют, что энергетическая автономность месторождений по-прежнему востребована — только в 2020 г. в России введено 11 ЭСН (8 газопоршневых и 3 газотурбинных). На 2021 г. запланирован пуск еще 15 электростанций (10 ГПЭС и 5 ГТЭС).

ТОПЛИВО ДЛЯ ЭСН

Наиболее распространенное топливо для ЭСН месторождений — попутный нефтяной газ (фото 1), что обусловлено высокой эффективностью такого способа рациональной утилизации добываемого ПНГ и отсутствием при этом затрат на глубокую переработку «непростого» углеводородного сырья.

Есть энергоцентры, на которых в качестве топлива применяется природный газ (фото 2). Такие ЭСН строятся, например, на месторождениях, где потребность в электрической и тепловой энергии высокая, а собственных запасов ПНГ недостаточно для длительной эксплуатации или полной загруженности турбин. Иногда подобный дефицит восполняется «пробросом» питающей нитки от ближайшего промысла с избыточными объемами попутного газа, но это, скорее, дополняет сложившийся опыт.

Интересны проекты автономных электростанций, применяющих на различных этапах эксплуатации разные виды топлива. Инфраструктура некоторых месторождений, особенно удаленных и труднодоступных, не сразу развита для питания ЭСН попутным газом,

Фото 1. Газопоршневая электростанция Барсуковского месторождения работает на попутном газе

Фото 2. Энергоцентр «Ярега». В качестве топлива здесь используется природный газ

Фото 3. Технологический отсек установки подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского месторождения

и временно используется природный газ. Промысел получает необходимые объемы собственной энергии, и по достижении определенного уровня обустройства происходит корректный переход энергоцентра на ПНГ.

Такой путь, к примеру, прошли Ватьеганская ГТЭС и самая северная материковая ГТЭС — Восточно-Мессояхская. При перебоях в подаче или истощении запасов ПНГ действующие ЭСН вновь могут перейти на природный газ, так как инфраструктура для этого подготовлена изначально.

КОМПЛЕКСНАЯ ПОДГОТОВКА ТОПЛИВНОГО ГАЗА

Подготовка топливного газа (независимо от его типа) — это обязательный технологический процесс, необходимый для планомерной, эффективной и надежной эксплуатации энергоцентров.

Отметим, что Группа ЭНЕРГАЗ поставила и ввела в эксплуатацию оборудование газоподготовки для 26 ЭСН (табл. 1), построенных компаниями «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Роснефть» и др. Топливо здесь подготавливается для 111 газопоршневых и газотурбинных энергоагрегатов суммарной мощностью 1 163 МВт (рис. 3).

На месторождениях действуют пункты подготовки топливного газа, дожимные компрессорные станции, многомодульные установки подготовки газа, газорегуляторные станции. Технологические установки «ЭНЕРГАЗ» обеспечивают проектные параметры топливного газа для современного генерирующего оборудования ведущих

Табл. 1. Энергоцентры собственных нужд месторождений (ЭСН), оснащенные оборудованием газоподготовки «ЭНЕРГАЗ»

Месторождение	Регион	ЭСН	Мощность ЭСН, МВт	Энергоагрегаты (приводы)	Производители энергоагрегатов
Южно-Нюрымское нм	Тюменская область	ГТЭС	8	ГТУ-4П	ОДК-Авиадвигатель
Верх-Тарское нм	Новосибирская область	ГТЭС	10,4	501-KB7	Rolls-Royce
Западно-Чигоринское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Игольско-Таловое нм	Томская область	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Тромъеганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	12	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Барсуковское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГПЭС	15	C1540 N5C	Cummins
Конитлорское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Верхнеколик-Еганское нгкм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	SGT-A05 KB7	Siemens
Западно-Камынское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Мурьяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	24	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	24	НК-16СТ	КМПО
Верхне-Надымское нгм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	24	ГТА-6РМ	ОДК-Газовые турбины
Харасавэйское гкм	Ямало-Ненецкий АО	ЭСН	24,4	MWM (V12 и V20) / ПАЭС-2500	Caterpillar / Мотор Сич
Восточно-Перевальное нгм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	28	ГТУ-4П, ГТУ-6П	ОДК-Авиадвигатель
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №1	36	НК-16СТ	КМПО
Северо-Лабатьюганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Рогожниковское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС №2	36	НК-16СТ	КМПО
Юкъяунское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	36	НК-16СТ	КМПО
Тевлинско-Русскинское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	48	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ватьёганское нм	Ханты-Мансийский АО	ГТЭС	72	ГТУ-12ПГ-2	ОДК-Авиадвигатель
Ярегское нтм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	75	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Мессояхское нгкм	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	84	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Усинское нм	Республика Коми	ГТУ-ТЭЦ	100	ГТЭ-25ПА	ОДК-Авиадвигатель
Восточно-Уренгойский лу	Ямало-Ненецкий АО	ГТЭС	105	Titan 130	Solar Turbines Inc.
Южно-Хыльчуюское нгм	Ненецкий АО	ГТЭС	125	SGT-600	Siemens
Талаканское нгкм	Республика Саха (Якутия)	ГТЭС	144	НК-16СТ	КМПО

Рис. 3. Энергоагрегаты в составе ЭСН месторождений, сопряженные с установками «ЭНЕРГАЗ»

российских и зарубежных производителей.

Установки, предназначенные для работы в составе энергоцентров месторождений, проектируются и изготавливаются с учетом условий эксплуатации, состава, качества и характеристик исходного газа, типа и мощности сопряженных газоиспользующих энергоагрегатов, технологических задач и особых проектных требований.

Оборудование газоподготовки полностью автоматизировано и рассчитано на интенсивный режим эксплуатации. Поставляется в контейнерном (моно-, дубль-блоки), внутрицеховом (ангарном) и многомодульном исполнении, в легкосборном укрытии или на открытой раме. Диапазон единичной производительности установок — от 500 до 120 000 м³/ч.

Установки различного назначения могут комбинироваться и объединяться в системы комплексной газоподготовки и топливоснабжения. Такие системы обеспечивают очистку, осушку, подогрев, компримирование (или редуцирование), анализ компонентного состава, технологический или коммерческий учет газа, поступающего на площадку энергоцентра.

Дополнительно осуществляется контроль качества — измерение различных параметров газового топлива, подготовленного и подаваемого в энергоагрегаты: содержание примесей, влажность, температура, плотность, давление, калорийность (теплота сгорания).

ПРИМЕРЫ ПОДГОТОВКИ ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭСН

Установка подготовки ПНГ для газопоршневого энергокомплекса Барсуковского месторождения

Барсуковское месторождение в Ямало-Ненецком АО разрабатывает ООО «РН-Пурнефтегаз» (Роснефть). С 2019 г. инфраструктурные и технологические объекты этого промысла получают электричество от автономного энергоцентра, состоящего из 10 газопоршневых агрегатов (ГПА) Cummins C1540 N5C мощностью по 1,5 МВт (фото 1).

Добываемый здесь попутный нефтяной газ перед подачей в ГПА подготавливается установкой подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 3). Данная УПТГ обеспечивает расчетные параметры топлива по температуре (+20...+30 °С), давлению (0,3 МПа), расходу (1 250...5 000 м³/ч) и чистоте (эффективность очистки — 100 % для жидкой фракции и 99,9 % для твердых частиц крупнее 2 мкм).

УПТГ — это многофункциональный комплекс, в состав которого входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами, узел сбора и хранения конденсата с подземным дренажным резервуаром, блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами, двухлинейная система редуцирования, модуль подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника.

В технологическую схему установки включена блочно-модульная котельная (БМК) общей полезной тепловой мощностью 0,19 МВт. Интегрированная БМК осуществляет подготовку промежуточного теплоносителя

Фото 4. Газокомпрессорная станция и блок подготовки попутного газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

Фото 5. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГиК на Восточном Уренгое

Фото 6. Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

для узла подогрева газа и состоит из двух водогрейных котлоагрегатов: основного и резервного (для малого расхода). Помимо основной технологической функции, БМК одновременно обеспечивает собственные нужды УПТГ — вырабатываемое тепло идет и на обогрев ее помещений.

Система комплексной подготовки газа для ГТУ-ТЭЦ Усинского месторождения

Собственный энергоцентр ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создан на базе ГТУ-ТЭЦ электрической мощностью 100 МВт и тепловой мощностью 152,1 Гкал/ч. ГТУ-ТЭЦ — это 5 энергоблоков, каждый из которых включает газотурбинную установку ГТЭ-25ПА и котел-утилизатор. Сегодня возможности энергоцентра «Уса» позволяют развивать производство на промыслах Денисовского лицензионного участка.

Проектные параметры газового топлива обеспечивает здесь многофункциональная система «ЭНЕРГАЗ» — блок подготовки попутного газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС) из трех установок (фото 4).

БППГ осуществляет сепарацию и фильтрацию общего потока ПНГ, подогрев и редуцирование газа для котельной энергоцентра, а также измерение объема топлива, раздельно идущего на ГТУ и котельную. После предварительной подготовки газ, предназначенный для энергоблоков, направляется в ДКС, которая компримирует его и подает в турбины.

Особенность данного проекта — высокое содержание жидких фракций в ПНГ. Необходимые значения топлива по влажности достигаются в несколько этапов. Сначала попутный газ поступает в сепаратор-пробкоуловитель БППГ, где идет первичная сепарация и нейтрализуются залповые выбросы жидкости. Затем газ проходит через коалесцирующие фильтры БППГ и фильтры-скрубберы ДКС.

На заключительной стадии применяется метод рекуперативного теплообмена — каждая компрессорная установка оснащена узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры: в линию нагнетания интегрированы подогреватель и охладитель, которые образуют промежуточный контур и последовательно осуществляют охлаждение газа, отбой и удаление конденсата, подогрев газа. Осушенное таким образом топливо подается в турбины энергоцентра с температурой на 20 °С выше точки росы.

ПРИМЕРЫ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ ЭСН

Установка подготовки топливного газа для ГТЭС и объектов УКПГиК на Восточно-Уренгойском лицензионном участке

На Восточно-Уренгойском участке АО «Роспан Интернешнл» (Роснефть) действует установка комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГиК). В 2020 г. в ее состав интегрирована и выведена на полную проектную мощность установка подготовки топливного газа (УПТГ).

УПТГ «ЭНЕРГАЗ» осуществляет фильтрацию, измерение расхода, подогрев, редуцирование газа и снабжает им основные и вспомогательные объекты УКПГиК. Среди них: котельная; факельная установка; узлы входных шлейфов; горелочное устройство для сжигания промстоков; дожимная компрессорная станция низконапорных газов; установки очистки пропан-бутана технического от метанола, низкотемпературной сепарации, регенерации метанола, стабилизации конденсата. Отметим, что для каждого потребителя газ подается с индивидуальными параметрами.

Важная функция УПТГ — снабжение топливом новой газотурбинной электростанции собственных нужд мощностью 105 МВт, построенной на площадке УКПГиК. Эта ГТЭС из семи турбин Titan 130 (Solar) обеспечивает электроэнергией расположенные на Восточном Уренгое объекты добычи, подготовки и транспортировки нефти, газа и газового конденсата.

УПТГ состоит из основного и резервного модулей подготовки топливного газа (МПТГ), которые представляют собой отдельные здания, составленные из нескольких технологических блок-боксов (фото 5). МПТГ-1 гарантирует нужды 100 % потребителей УКПГиК. МПТГ-2 запускается при останове основного модуля и осуществляет подачу газового топлива на ГТЭС и котельную. Производительность модулей — 90 400 и 32 612 нм^3/ч соответственно.

Система газоподготовки и газоснабжения для газотурбинного энергоцентра «Ярега»

Энергоцентр «Ярега», построенный ООО «ЛУКОЙЛ-Энергоинжиниринг», это очередной объект собственной генерации в Республике Коми (фото 2). В его составе — три газотурбинных энергоблока ГТЭС-25ПА (ОДК-Авиадвигатель) суммарной мощностью 75 МВт. Для выдачи тепла здесь установлены три котла-утилизатора общей паропроизводительностью 121 т/ч.

Возможности энергоцентра обеспечили растущие потребности в электроэнергии и паре стратегического Ярегского нефтетитанового месторождения, повысили эффективность его разработки и надежность энергоснабжения производственных площадок.

Топливом является природный газ, для его подачи в турбины установлены строгие требования по чистоте (содержание примесей не более 0,1 мг/м^3), температуре (+60…+80 °С), давлению (4,5…5 МПа) и расходу (21 540 нм^3/ч). Соответствующие параметры гарантирует система «ЭНЕРГАЗ» — газодожимная станция из четырех компрессорных установок (КУ) и блочный пункт подготовки газа (фото 6).

Эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования обеспечивает двухуровневая САУ газоснабжения (САУ ГС), интегрированная в АСУ ТП энергоцентра. Первый уровень — локальные системы управления, размещенные в специальных отсеках внутри блок-модулей БППГ и КУ. Второй уровень — шкаф общего управления, АРМ оператора и пульт аварийного останова, находящиеся в диспетчерской энергоцентра. САУ ГС выполнена на базе микропроцессорной техники с использованием современного программного обеспечения, коммутационного оборудования, каналов и протоколов связи.

Группа ЭНЕРГАЗ наращивает свой вклад в энергетическое обеспечение добычи углеводородов новыми проектами подготовки топливного газа для энергоцентров месторождений.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1

Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60

info@energas.ru
www.energas.ru

Центробежное оборудование для нефтегазового сектора

Одной из ключевых инноваций для нефтегазового сектора в настоящее время является использование центробежного оборудования. Так, например, установка с нефтегазовым тарельчатым центробежным сепаратором производства GEA позволяет перерабатывать нефть на различных стадиях нефтедобычи, подготавливать воду для очистки и закачки в пласт на месторождениях. При этом всё оборудование установки помещается в контейнеры. На месторождении достаточно установить решение в модульно-блочном исполнении, «связав» контейнеры установки и емкостное оборудование заказчика трубопроводами и системой управления.

Еще одним примером компактного, мобильного и энергоэффективного решения, превращающего переработку нефтесодержащих продуктов в высокоавтоматизированное безопасное производство, является установка GEA с центробежным трехфазным декантером в контейнере.

Достоинством декантера является непрерывная выгрузка осадка в виде кека. На входе состав твердой фазы и мехпримесей может изменяться в диапазоне от 1 до 15–30 %. Это позволяет автоматизировать технологический процесс переработки, полностью исключив ручной труд.

Мобильная установка в контейнере позволяет выделить нефтяную фазу из перерабатываемого нефтесодержащего сырья, обеспечивает высокую эффективность разделения жидких фаз и удаления твердой фазы из технологического процесса.

Монтажные работы на объекте минимальные: снаружи контейнера к панели фланцев подводятся трубопроводы продуктовых и сервисных технологических сред, а к силовому щиту — силовой кабель. Финальные функциональные испытания могут быть выполнены в присутствии Заказчика.

Установка полностью спроектирована и собрана на многоцелевой производственной площадке европейского уровня GEA в Климовске. Производство успешно прошло аудит со стороны машиностроительного концерна GEA, а также таких заказчиков, как Роснефть, ЛУКОЙЛ, Газпром, Сибур.

Производство организовано по международным стандартам ISO 9001 2015 (системы менеджмент качества) и ISO 14001 2015 (системы экологического менеджмента).

Вся выпускаемая продукция сертифицирована на соответствие требованиям технических регламентов Евразийского экономического союза о безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах (ТР ТС 012/2011), а также о безопасности машин и оборудования (ТР ТС 010/2011) и безопасности низковольтного оборудования (ТР ТС 004/2011), по электромагнитной совместимости технических средств (ТР ТС 020/2011).

С поставкой оборудования предоставляются паспорта на оборудование и необходимая техдокументация для подключения, обеспечивается фирменное сервисное обслуживание всех компонентов комплексных установок на гарантийный срок.

GEA engineering for a better world

Москва, ул. Отрадная,
д. 26, стр. 9, этаж 10, офис 1
+7 495 787 20 20
www.gea.com/russia
Инстаграм:
@geaindustrial_russia

Самоходные платформы РКР

Движение вперед

Сорвин В. В
заместитель директора

В течение последних шести лет специалистами торговой марки «РКР» изготовлено и реализовано более ста единиц специальных носителей различного технологического оборудования, а именно самоходных платформ, предназначенных для транспортировки буровых модулей, агрегатов для капитального ремонта скважин и колтюбинга, оборудования для геологоразведки и ГРП, тяжелых компрессорных станций и т.п.

Пройден существенный путь от освоения отечественного производства аналогов популярного 20-ти тонного полноприводного «КрАЗовского» шасси 6х6, до собственных разработок уникальных «тяжелых» машин грузоподъемностью 30, 40 и 50-т тонн, различных колесных формул и ошиновок, включая 8х6, 8х8, 10х8 и 10х10

За последние полтора годамодельный ряд наших шасси пополнился новыми комплектациями самоходных платформ семейства РКР-63221 на различной односкатной ошиновке, а также появилась новая модификация полноприводной машины этого семейства — шасси РКР-63221-4332 8х8 с расположением мостов 1+3.

В 2020 г. также разработано принципиально новое семейство тяжелых платформ РКР-7322 (73221), завершен цикл приемочных и эксплуатационных испытаний и налажено их серийное производство в исполнениях 8×8(2+2), 10×8(2+2+1) и 10×10(2+1+2).

Отдельно стоит обратить внимание на специальную длинобазную большегруз-

ную платформу этого семейства, а именно машину РКР-73221-4332.2 с т.н. «палубным» расположением силового агрегата. Данное шасси специально спроектировано под подъемный агрегат с удлиненной мачтой, позволяющей нефтяникам работать т.н. «сдвоенными свечками» и тем самым значительно сокращать время на спускоподъемные операции и соответственно снижать общее время проведения ремонта.

За основу конструкции ПС РКР в свое время была взята проверенная временем и дорогами конструкция хорошо известных автомобильных шасси КрАЗ. Для удобства эксплуатации в тяжелых климатических и дорожных условиях машины оборудуются неприхотливыми и простыми в обслуживании силовыми агрегатами Евро-0/Евро-2 семейств ЯМЗ-238Д (330 л. с.) и ЯМЗ-7511 (400 л. с.), адаптированы с кабиной Урал-4320, при этом сохранены все уникальные конкурентные преимущества конструкции КрАЗа, в том числе в части особенностей изготовления рамы из горячекатаного швеллера, надежной и ремонтопригодной подвески и трансмиссии, высоких показателей проходимости и мощностных характеристик машины.

Внедрен широкий набор «северных» опций: в базовой комплектации на машинах устанавливаются топливные баки с подогревом топливозаборников, медные топливопроводы, топливный фильтр грубой очистки с подогревом. В качестве дополнительных опций устанавливаются подогреватель жидкости двигателя, электроподогреватель типа «Северс+Премиум», автономный отопитель кабины, применяется термоизоляция кабины, подогрев ящика АКБ и т.п.

Внесенные в конструкцию машины доработки предусматривают применение более мощного компрессора ПК-310, генератора повышенной мощности с нагрузкой 28В/80А, а также обеспечивают выполнение требований технадзора, в том числе в части экстренного останова двигателя за счет перекрытия подачи воздуха. По дополнительному требованию машины могут быть оборудованы автоматической системой аварийного пожаротушения моторного отсека и салона кабины.

Освоенные технологии позволяют предложить нашим заказчикам требуемые габаритные размеры транспортного средства, включая размеры колесной базы и монтажной длинны рамы, а также необходимую колесную формулу и ошиновку, обеспечивая тем самым оптимальную развесовку по осям изделия.

На сегодняшний день платформы самоходные РКР в составе агрегатов КРС грузоподъемностью 60, 80 и 100 т, ранее изготовленные такими ведущими производителями, как ПО «ЕлАЗ», АПХ «Автократ», ООО «БОЭЗ», ООО «Спецстроймаш», ООО «МЗК» успешно трудятся на нефтяных промыслах России, Казахстана и Узбекистана. Благодаря своим уникальным эксплуатационным свойствам они безупречно выполняют свою работу на месторождениях побережий Баренцева моря и Каспия, в Саратовской области и Татарстане, в Пермском крае и Республике Коми, в Тюменской области и Красноярском крае, в Якутии и на Камчатке.

Таким образом, верно выбранные на первоначальном этапе стратегические и тактические решения обеспечили ПС РКР стабильное качество и конкурентоспособный спрос.

Только за прошедший 2020 г. три новых машиностроительных завода начали сотрудничество с торговой маркой «РКР», изготовив на базе шасси РКР-63221-4323 свои первые образцы самоходных 80-ти и 100-тонных агрегатов КРС, — это такие предприятия, как:

- ООО «НПО «ГИДРОПРОМСЕРВИС» г. Златоуст (УБРСП-80. УБРСП-100);
- ООО «Завод «Буровые Установки Кургана» ГК SLC г. Курган (БУК-80, БУК-100);
- ООО «КРС Сервис» г. Пермь (А-60/80).

Продолжается тесное сотрудничество с ведущими предприятиями отрасли, в том числе ПО «ЕлАЗ» г. Елабуга (АПР-60/80, АПР-80, УПР-100); АПХ «Автократ» г. Набережные Челны (БАРС-80); ООО «СПМЗ» г. Санкт-Петербург (УПА-60, УПА-60/80, УПА-80/100); ООО «Спецстроймаш» г. Тихвин (УПА-60/80), а также планируются совместные разработки с машиностроительными заводами, известными на рынке КРС-оборудования, такими как ООО «Идель Нефтемаш» г. Ишимбай, Башкирия и АО «ПЗТМ» г. Петропавловск, Республика Казахстан.

Правильные конструктивные решения, верно выбранная стратегия, гибкие отношения с партнерами и клиентами позволяют нам продолжать стабильное движение вперед, наращивая объемы производства серийных машин, постоянно дорабатывая и обновляя продуктовую линейку.

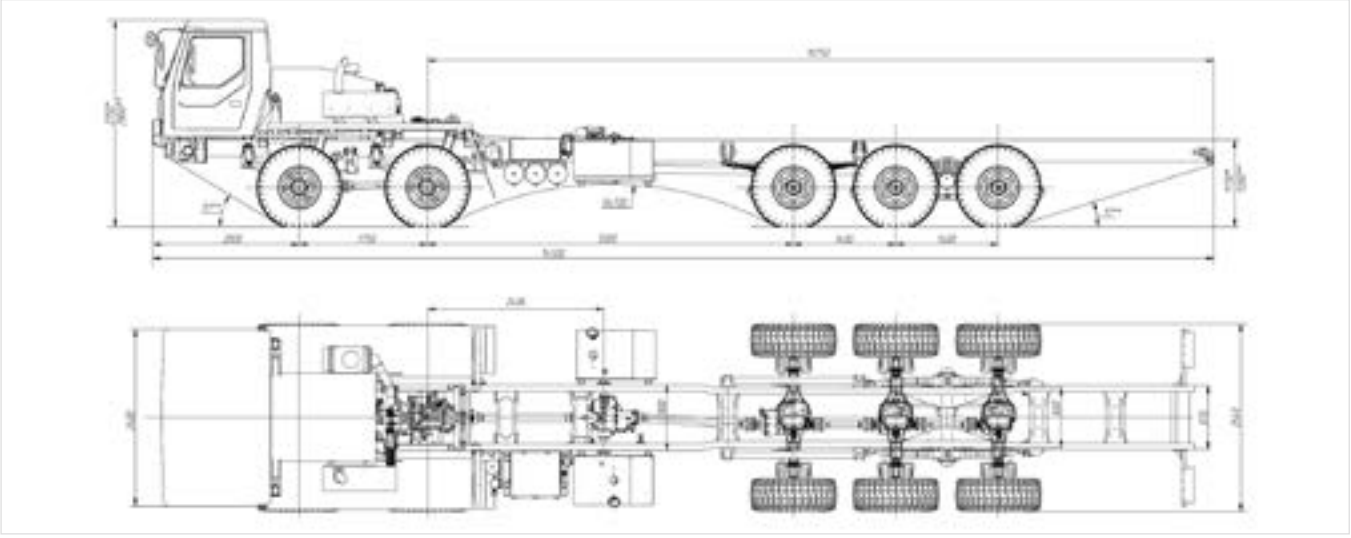
Более подробную информацию о новых перспективных разработках, технических особенностях выпускаемых машин, вариантах их доработок, стоимости, условиях изготовления и поставки, а также оформления регистрационных документов в органах технадзора Вы всегда можете получить у наших сотрудников или на сайте Торговой марки «РКР»: www.tdruskraz.ru/info

+7 903 261 00 95
viktor.sorvin@gmail.com

Координаты наших производственных мощностей:
ООО ТД «Арсенал-Сервис»
142664, Московская обл., Орехово-Зуевский район, деревня Кабаново, 89 «А»

oooarsenalservis@mail.ru
www.arsservis.ru/kraz

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПС РКР-73221-4332.2



Колесная формула	10х10
Масса снаряженной платформы (шасси), кг	15 000
– приходящаяся на передние оси, кг	8 300
– приходящаяся на задние оси, кг	6 700
Полная масса платформы (шасси), кг	54 000
– приходящаяся на передние оси, кг	15 000
– приходящаяся на задние оси, кг	39 000
Грузоподъемность, кг	39 000
Кабина	бескапотного типа, 2-х местная
Двигатель	ЯМЗ-7511.10
Экологические нормы	Euro 3
Число цилиндров, расположение	8, V - образное
Рабочий объем, л	14,86
Наличие наддува	да
Мощность, кВт (л.с.)	294 (400) при 1900 мин$^{-1}$
Максимальный крутящий момент Нм (кгс*м)	1715 (175) при 1100-1300 мин$^{-1}$
Напряжение бортовой сети, V	24
Сцепление	ЯМЗ-184, однодисковое, сухое
Коробка передач	ЯМЗ-2391, механическая, двухдиапазонная, девятиступенчатая
Передаточные числа коробки передач	12,24; 6,88; 4,86; 3,50; 2,46; 1,97; 1,39; 1,00; 0,70; зад. ход – 10,04
Главная передача	мосты центральные, двухступенчатые, односкоростные, с межколесными блокируемыми дифференциалами, 2-й и 3-й мосты — проходного типа с межосевым блокируемым дифференциалом
Передаточное число главной передачи	8,173
Раздаточная коробка	механическая, двухступенчатая с межосевым блокируемым дифференциалом
Передаточные числа раздаточной коробки:	
– высшая передача	0,95
– низшая передача	1,31
Отборы мощности, кВт (л.с.):	
– от вала отбора мощности РК	36,8 (50)
– от первичного вала РК	
на стоянке	до 100 % мощности двигателя
в движении	до 55 % мощности двигателя
– от промежуточного вала КПП	29,4 (40)
Передняя подвеска	1-й и 2-й мосты — зависимая, на четырех полуэллиптических рессорах, работающих совместно с четырьмя гидравлическими амортизаторами
Задняя подвеска	3-й мост — зависимая, на двух полуэллиптических рессорах с двумя гидравлическими амортизаторами
	4-й и 5-й мосты — балансирная, на двух полуэллиптических рессорах;
Рулевой механизм	интегрального типа со встроенным гидроусилителем, управляемые оси — первая и вторая
Тормозная система:	
– рабочая	колесные тормозные механизмы барабанного типа, с внутренними колодками
– стояночная	тормозные механизмы задних осей с приводом от тормозных камер с пружинными энергоаккумуляторами
– вспомогательная	дроссельного типа; пневматический, установленный в системе выпуска отработанных газов
Шины	445/65R22,5
Размер обода	14,00х22,5
Число колес	10+1 запасное (прикладывается)
Топливный бак	2х350 л
Максимальная скорость, км/час.	50
Максимальный преодолеваемый подъем, %	не менее 25

Термочехлы iSHELL

iSHELL
изоляционные оболочки

Производство качественной съемной теплоизоляции

Термочехлы
на любую арматуру

Термочехлы на
КИП с электрообогревом

Термочехлы на блок
предохранительных клапанов

ФЛАГМАН

8 (800) 555 1008
www.gkflagman.com

Подписывайтесь на нас
в Instagram @gkflagman

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26–29.04.2021

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru

Реклама 12+

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

25-28.05 2021

УФА ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

РОССИЙСКИЙ СОЮЗ ХИМИКОВ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ АССОЦИАЦИЯ КРЫШЕРОСТРОИТЕЛЕЙ

СПГ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

29 специализированная выставка

- Геофизическое направление
- Инновации газовой отрасли
- Нефтяное направление
- Газомоторное топливо
- Химия. Нефтехимия
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- Сервисное направление
- IT – технологии в нефтегазовой отрасли, цифровизация

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru

+7 (347) 246-41-77 gasoil@bvkexpo.ru

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru

+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

OP-EX Russia & CIS 2021

7-я Конференция по операционной эффективности в нефтяной, газовой и нефтегазохимической промышленности

9–11 июня | Сочи

ОРГАНИЗОВАНО

EPC
Euro Petroleum Consultants

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Современные тренды развития предприятий в области оптимизации и повышения эффективности
- Культура операционной эффективности в добыче, переработке нефти и газа, и химии
- Опыт внедрения технологий цифровизации в России и за рубежом
- Эффективное управление проектами и ресурсами. Управление рисками проектов
- Повышение эффективности работы активов: технологии, оборудование, процессы
- Современные инструменты повышения энергоэффективности и автоматизации
- Надежность и безопасность, эффективная эксплуатация и обслуживание объектов
- Усовершенствованные системы управления процессами и активами
- Актуальные решения для нефтегазохимического комплекса и практики других отраслей
- Новая энергетика. Экономика закрытого цикла. «Зелёная энергия»
- Цифровой завод. Инновационная цифровизация

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ГАЗПРОМБАНК

СПОНСОРЫ

SULZER GTC

Life Is On Schneider Electric

aspentech

ОФИЦИАЛЬНЫЕ ПАРТНЕРЫ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

СИБУР

Отель премиум-класса «Pullman Сочи Центр»

pullman HOTELS AND RESORTS

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ОНЛАЙН ФОРМАТ УЧАСТИЯ

+7 (495) 517 77 09 | op-ex.europetro.ru | moscow@europetro.com

5–8 ОКТЯБРЯ 2021

GF

X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЕРЫ

uniper · OMV · Boskalis · Газпром · Комита · Альянс

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

Газпром

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

Трубная металлургическая компания

Газпромбанк · ГМС Группа · Банк России · Газпром Бурение · ОМК

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+

TEXENERGO

ОСНОВАНО В 1990

+7 (495) 651-99-99

www.texenergo.ru

ТЕХНИКА, КОТОРОЙ МОЖНО ДОВЕРЯТЬ

Автоматический выключатель ВА NM1

РЕКЛАМА

Электротехническая продукция ТМ TEXENERGO и изделия электрощитового производства отвечают всем требованиям ГОСТ и ПУЭ, имеют сертификат ISO 9001-2015 и декларацию соответствия ЕАС

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

Запатентованная конструкция редуктора «Герметичный корпус» исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

Помимо стандартных типоразмеров перемешивателей, наша компания предлагает к поставке любые нестандартные перемешивающие устройства по техническим требованиям заказчика, в том числе с герметичным уплотнением, а так же с электрическими шкафами управления.

Мешалка «Турбинное крыло» значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться- прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

SiMACO СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ
634040, г. Томск, ул. Высоцкого, д. 28 стр. 2 тел/факс: +7 (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
www.smc.tomsk.ru