№1 (47) ФЕВРАЛЬ 2016

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

ЛУКОЙЛ

Шельфовые проекты
Нагнетательные скважины

Газпром

Оренбургское НГКМ — извлечение УВ на поздней стадии разработки

Западная Сибирь — месторождения природного газа

Газпром добыча Уренгой — газоконденсатные скважины

Газпром нефть

Исследование остаточных извлекаемых запасов

Технологии

Защита пласта
Теплоизолированные лифтовые трубы
Заканчивание проектных скважин и оценка МГРП
Линейный привод — первые результаты
Жаропрочные сплавы для реакционных труб
Беспроводной мониторинг песка в газовом потоке

Available on the App Store

Научно-технический журнал Входим в перечень ВАК Издаемся с 2006 года

НКМЗ
ГРУПП
Технологии Качество Надежность
MONOTECH
Пакерно-якорное оборудование,
клапаны и скважинная оснастка
MULTITECH
Многопакерные компоновки
для нефтяных скважин
GAZTECH
Оборудование для газовых
и газоконденсатных
скважин
452683, РФ,
Республика Башкортостан,
г. Нефтекамск, ул. Магистральная, 19
+7 (34783) 2-02-29, 2-09-74
po@nkmz.ru
www.nkmz-po.ru

Комплекс оборудования типа КОУС ПМ-А1(Ф)-КО

Предназачен для эксплуатации скважин, оборудованных глубиннонасосными установками при механизированной добыче углеводородов, который исключает необходимость глушения солевым раствором или другими утяжеленными жидкостями при смене насосного оборудования.

Состав комплекса

- УЭЦН
- Шламоуловитель трубный (ШУ)
- Разъединитель колонны РК-С (З)
- Клапан-защиты пласта
- Пакер механический аксиальный ПМ-А1 (Ф)

Тип		КОУС ПМ-А1(Ф)-КО		
		122-50	140-50	145-50
Условный диаметр обсадной колонны, мм		146	168	168 178
Толщина стенок обсадной колонны, мм		6,5...9	8...10,45	7,3...8,9 11,5...14
Максимальный перепад давления, МПа		35*	35*	35*
Максимальная температура, ºС		+130**	+130**	+130**
Наружный диаметр комплекса, мм		122	140	145
Диаметр проходного канала пакера, мм, не менее		52	60	60
Присоединительная резьба пакера, ГОСТ 633-80 ***	Муфта (верх)	73	73	73
	Ниппель (низ)	73	73	73

- * Комплекс изготавливается на давление — 50 МПа.
- ** По отдельному заказу комплекс изготавливается на рабочую температуру +150°С.
- Комплекс может изготавливаться для агрессивных сред — исполнение К2.
- По желанию заказчика комплекс изготавливается для других размеров обсадных колонн.

ООО «Скважинные термотехнологии»
РФ, Республика Башкортостан, Нефтекамск, ул. Магистральная, 19
+7 (34783) 2-05-80
stt@vzgs.ru
www.vzgs.ru

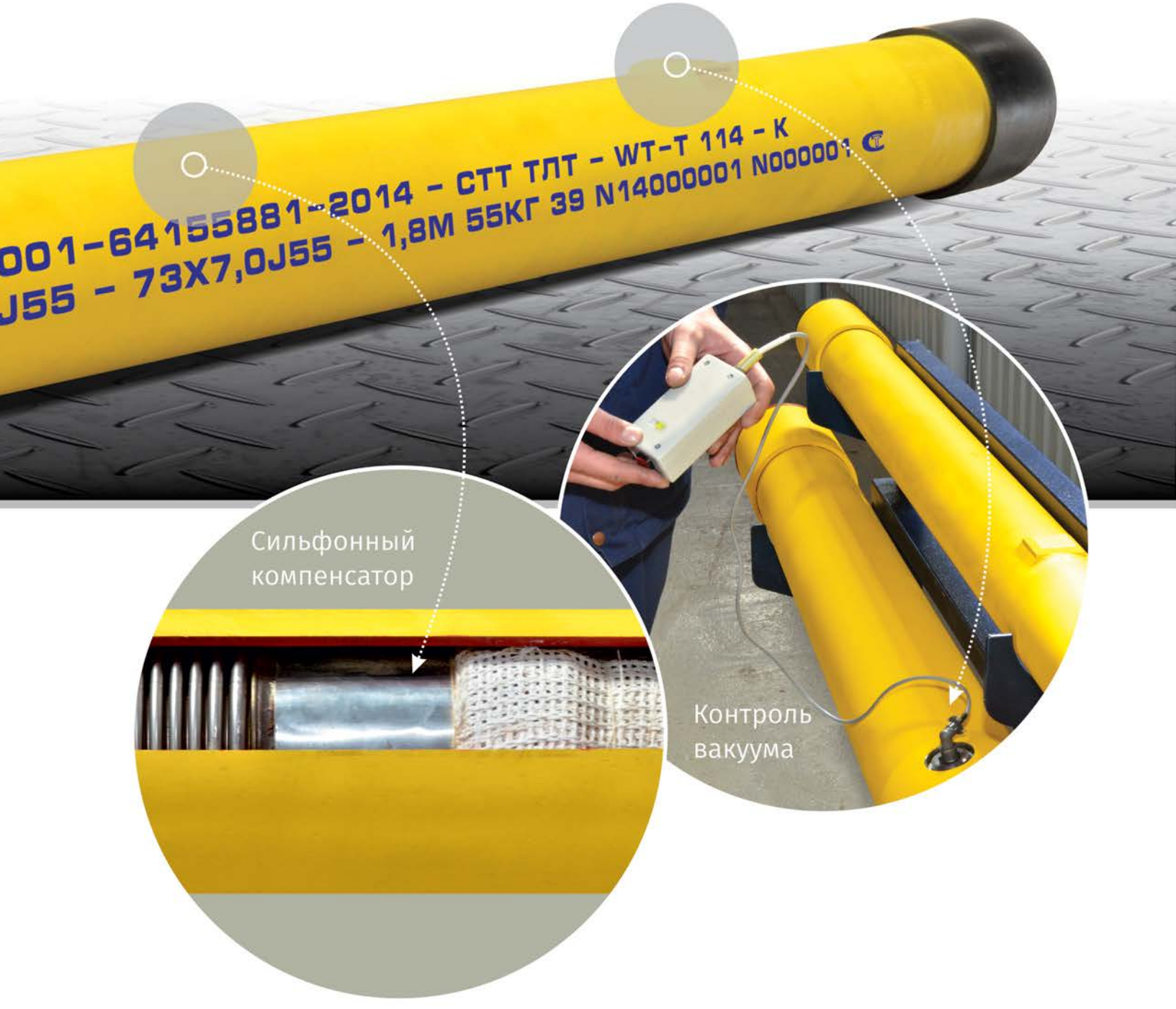
Теплоизолированные лифтовые трубы (ТЛТ)

с вакуумной теплоизоляцией для эксплуатации нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин

Размеры ТЛТ:

168x114 мм, 114x89 мм, 114x73 мм, 89x60 мм

Возможно изготовление других типоразмеров по заданию Заказчика



Основное назначение ТЛТ

- Предотвращение оттаивания многолетнемерзлых пород (ММП) вокруг ствола скважины и ее обвала в процессе эксплуатации
- Добыча нефти с исключением отложения парафина на стенках лифтовых труб
- Сохранение температуры пластового флюида
- Добыча газа с исключением газовой гидратации
- Закачка пара в скважину при добыче высоковязкой нефти
- Обеспечение экологического баланса в зоне добычи нефти и газа из подводных скважин на шельфах

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (47) февраль 2016

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА, УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны,
Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия
Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

САЙТ: www.runeft.ru

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:
Шарафутдинов И.Н. / ildar@expoz.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:
Исаева А.А. / isaeva@runeft.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:
Ганиев Э.Р. / elmar@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru
Цверкунов С.Е. / stas@expoz.ru

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Баширов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Игнатьев Д.В. / runeft@runeft.ru

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Шустер В.Л. / tshuster@mail.ru
Завидей В.И. / zavidey@vei.ru
Мануков В.С. / manukov@cge.ru
Гогоненков Г.Н. / gngogonenkov@cge.ru
Кемалов А.Ф. / kemalov@mail.ru
Кемалов Р.А. / kemalov@mail.ru
Бектенов Н.А. / bekten_1954@mail.ru
Муртазина Т.М. / murtazina_taslia@mail.ru
Теляшев Э.Г. / redactor@anrb.ru
Песин М.В. / M.Pesin@mail.ru
Лукьянов О.В. / lab105@rambler.ru
Котельникова Е.Н. / elena@ek7740.spb.edu
Ишматов З.Ш. / ishmatov@mail.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа №02-16/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 15.02.2016
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геофизика **10**

А.В. Самойлова. Особенности строения и нефтегазоносность юрских и доюрских отложений северо-западной части Западной Сибири 10

Р.Я. Рафиков, А.В. Вовк, С.И. Билибин, Т.Ф. Дьяконова, Т.Г. Исакова
Учёт особенностей геологического строения карбонатных залежей при анализе положения уровней межфлюидных контактов 12

Бурение **15**

Г.С. Ли, М.В. Коряковцева, А.И. Копылов Оценка влияния бурового раствора на кавернозность ствола скважины и ее продуктивные характеристики 15

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Газовая промышленность **18**

А.С. Самойлов, С.М. Шацких, В.В. Журавлев
Результаты статистического моделирования параметров эксплуатации горизонтальных скважин 18

Ю.П. Пеливанов, З.Б. Ланец
Предложения по расчету процесса самозадавливания скважин конденсационной водой..... 24

В.З. Баишев, М.Р. Назыров
Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения 28

Добыча **32**

Ю.А. Кесслер, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, Б.Ш. Муслимов
Технологические особенности оптимизации разработки нефтяных месторождений Балтийского шельфа 32

К.В. Казаков, К.А. Бравичев, А.Н. Лесной
Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии 37

И.В. Бородич, Д.Г. Ткачев
Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины 44

Оборудование **47**

М. Перельман. Четверть века — полет нормальный 48

Компрессоры **50**

С.Г. Тихомиров, Д.В. Арапов, В.А. Курицын, С.С. Саввин
Система противопомпажного управления турбокомпрессором с регулирующей заслонкой на всасывании 50

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубы **54**

С.В. Афанасьев, С.П. Сергеев, А.В. Пыркин, А.С. Афанасьев
Реакционные трубы для нефтехимических производств с повышенным ресурсом работы 56

Хранение **60**

И.Г. Барышев. Двухоболочечные эластичные резервуары 60

КИПиА

Кабельная продукция **62**

Ю.П. Миновский, Д.В. Хвостов, В.В. Бычков, Ю.Д. Дмитриев
Требования пожарной безопасности к кабелям, применяемым на взрывопожароопасных производствах 62

Автоматизация **66**

А.В. Колмаков, В.П. Устинов, С.С. Савастюк, В.М. Карюк, И.В. Морозов
Применение мобильного беспроводного измерительного комплекса для регистрации выноса песка из газопромысловых скважин 66

Мероприятия **71**

ENERPROJECT group

ЭНЕРГАЗ

ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

Модульные установки газоподготовки: внимание к деталям – от идеи до воплощения

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ

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

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
1 (47) February 2016

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 38-51-26, 38-49-47

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str., Suite 212
+7 (499) 350-13-85

Miami, FL, USA,
801 Three islands blvd., Suite 217,
Hallandale Beach, 33009
+1 (954) 646-19-08

Hilden, Germany
+49 (1577) 958-68-49

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Ildar Sharafutdinov / ildar@expoz.ru

EDITOR:
Anastasia Isaeva / isaeva@runeft.ru

DESIGNER:
Elmar Ganiev / elmar@runeft.ru
Dmitriy Markin / dima@expoz.ru
Stanislav Tsverkunov / stas@expoz.ru

MANAGERS:
Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikifirov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Denis Ignatyev / runeft@runeft.ru

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Tayfun Babadagli / tayfun@ualberta.ca
Vladimir Shuster / tshuster@mail.ru
Victor Zavidey / zavidey@vei.ru
Victor Manukov / manukov@cge.ru
Georgiy Gogonenkov / gngogonenkov@cge.ru
Alim Kemalov / kemalov@mail.ru
Ruslan Kemalov / kemalov@mail.ru
Nesipkhan Bektenov / bekten_1954@mail.ru
Taslia Murtazina / murtazina_taslia@mail.ru
Elshad Telyashev / redactor@anrb.ru
Mikhail Pesin / M.Pesin@mail.ru
Oleg Lukianov / lab105@rambler.ru
Elena Kotelnikova / elena@ek7740.spb.edu
Zakir Ishmatov / ishmatov@mail.ru

PRINTED:
Logos typography Kazan
+7 (843) 231-05-46

ISSUE DATE:
15.02.2016

CIRCULATION:
10 000 copies

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geophysics **10**

Anna V. Samoilova. Features of a structure and oil-and-gas content of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of northwest part of Western Siberia 10

Rustem Ya. Rafikov, Andrey V. Vovk, Svyatoslav I. Bilibin, Tat'yana F. Dyakonova, Tat'yana G. Isakova
Complex approach to accounting features of the geological structure in the analysis of the level positions of the fluid contacts in carbonate deposits 12

Drilling **15**

Gerasim S. Li, Maria V. Koryakovceva Andrei I. Kopylov
Evaluation of the drilling fluids influence on cavernosity of a wellbore and its productive characteristics 15

PRODUCTION

Gas industry **18**

Alexander S. Samoylov, Sergey M. Shatskikh, Vladimir V. Zhuravlev
Results of statistical modeling of parameters of operation of horizontal wells 18

Yury P. Pelivanov , Zakhar B. Lanets
Proposals for calculation of wells' blowdown process in the liquid loading wells 24

Valery Z. Baishev, Marat R. Nazyrov
The main directions of researches a question of extraction hydrocarbon raw materials at a late stage of development the central part of Orenburg field 28

Oil production **32**

Yuri A. Kessler, Yuri A. Kotenev, Shamil Kh. Sultanov, Bulat Sh. Muslimov
Technological features to optimize the development of oil deposits of the Baltic shelf 32

Kirill V. Kazakov, Kirill A. Bravichev, Aleksandr N. Lesnoi
Search of optimal conditions for placement of injection wells for gas injection and WAG 37

Ilya V. Borodich, Dmitriy G. Tkachev
Assessment of the prospects of multistage fracturing technology application and the choice of optimal well completion type 44

Compressors **50**

Sergey G. Tikhomirov, Denis V. Arapov , Vladimir A. Kuritsyn Sergey S. Savvin
Antisurge control system the turbocharger with the regulating valve on suction 50

REFINING AND DELIVERY

Pipes **54**

Sergey V. Afanasiev Stanislav P. Sergeev Alexander V. Pyrkin Alexey S. Afanasiev
Reacting pipes with increased operation life for petrochemical plants 54

INSTRUMENTATION AND CONTROL

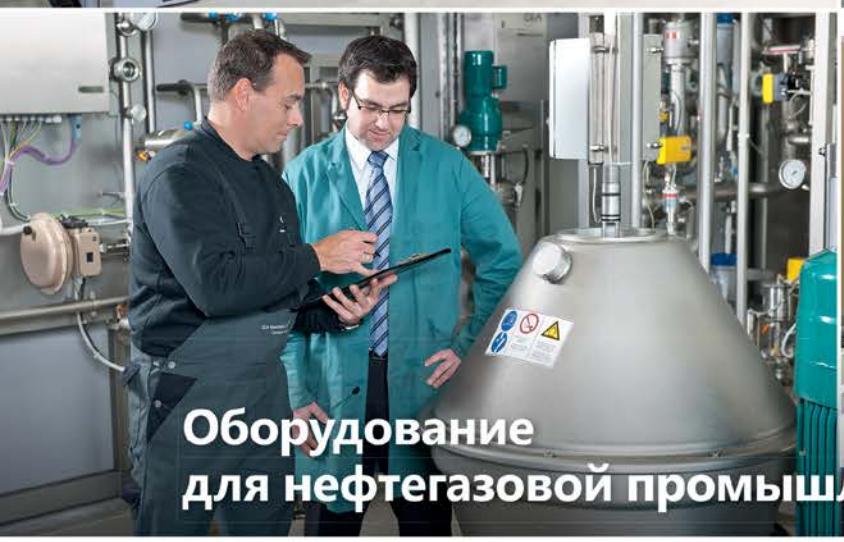
Cables and wires **62**

Yuriy P. Minovsky, Dmitry V. Khvostov, V V. Bychkov, Yu D. Dmitriev
Requirements to fire safety to cables used on fire and explosion productions 62

Automation **66**

Alexey V. Kolmakov, Valeriy P. Ustinov ,Sergey S.Savastyuk, Vladimir M. Karuk, Ivan V. Morozov
The use of mobile wireless measuring system for registration the sloughing of sand from gas production wells 66

Activities **71**



Оборудование для нефтегазовой промышленности

ГЕА выпускает центробежное оборудование для подготовки сырой нефти и очистки промысловой воды, переработки нефтешламов. Имея собственное производство в России, ГЕА выпускает дожимные компрессорные станции, блоки охлаждения и подготовки газа, модульные холодильные установки, решения для реализации программы газомоторного топлива в России.

Компания осуществляет шефмонтаж, пуско-наладку и полное сервисное обслуживание оборудования в режиме 24/7 на протяжении всего срока службы.

Москва, 105094, ул. Семеновский Вал, 6*а*.
Тел.: (495) 787-20-20, факс: (495) 787-20-12,
energy.grasso@gea.com

УДК 550.3

Особенности строения и нефтегазоносность юрских и доюрских отложений северо-западной части Западной Сибири

А.В. Самойлова
к.г.-м.н., научный сотрудник
anna-samoilova@mail.ru

Институт проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, Москва, Россия

Уточнено геологическое строение нижне-среднеюрских и доюрских отложений северо-западной части Западной Сибири, ФЕС юрских и доюрских пород, а также произведена предварительная оценка перспектив нефтегазоносности.

Материалы и методы
Геолого-геофизические материалы.

Ключевые слова
геологическое строение, нефтегазоносность, углеводороды, Западная Сибирь

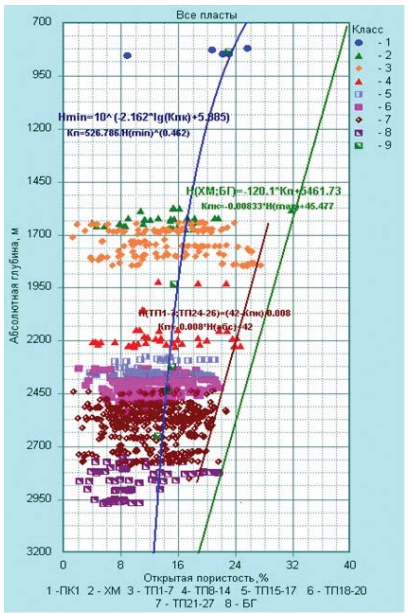


Рис. 1 — Изменение значений пористости пород с глубиной по керновым данным Северо-Гыданского НГР (по материалам Скоробогатова В.А., Строганова Л.В., Копеева В.Д., 2003г. [6])

На севере Западно-Сибирского НГБ и Западно-Ямальском шельфе Карского моря большинство из более чем 200 месторождений углеводородов (около 2700 залежей) открыто в сеноманском, апт-альбском, неокомском и верхнеюрском комплексах.

На исследуемой территории, несмотря на большой объем поискового бурения, очень мало скважин, вскрывших доюрский фундамент. Нижне-среднеюрский продуктивный комплекс изучен на 36 месторождениях и площадях Ямала. Наибольшее число скважин пробурено на Новопортовском и Бованенковском месторождениях, в которых установлена продуктивность юрского комплекса. В то время как признаваемые перспективными нижне-среднеюрские, триасовые, палеозойские (в том числе фундамент) отложения изучены крайне слабо

Среди основных факторов, ограничивающих возможную глубину распространения нефтяных и газовых скоплений, ученые называют геохимическую составляющую и сохранность ФЕС пород-коллекторов на больших глубинах в жёстких термобарических условиях.

На ряде месторождений Западной Сибири коллекторы улучшенного качества тяготеют к линейным зонам с повышенной проницаемостью, которые сопровождаются литолого-минералогическими, катагенетическими и гидрогеохимическими аномалиями. Явления разуплотнения наиболее ярко проявляются на глубинах свыше 3000 м, где коллекторы тяготеют к линейным зонам, приуроченным к участкам земной коры с повышенной трещиноватостью и вертикальной проницаемостью, по которой проходила миграция флюидов [1]

В циркумполярных бассейнах Северного Ледовитого океана, сходных с Западно-Сибирским НГБ, ниже 4 км доказана нефтегазоносность пермских, триасовых, нижнее-среднеюрских отложений. Причем, отмечается не только возможность существования пород-коллекторов на больших глубинах, но и существенно высокие показатели ФЕС пород. Так, в Мексиканском заливе меловые песчаники свиты Тускалуза на глубине 6075 м характеризуются пористостью до 27% и проницаемостью 1290x10^{-15}м^2 [2]. Причем, на стадии катагенеза, это преимущественно поровые коллекторы, на стадии глубокого эпигенеза, преобладающий тип — порово-трещинные коллекторы и на поздних стадиях глубокого эпигенеза и в метагенезе порово-трещинный тип переходит в трещинный (трещинно-каверновый) [2]. В это же время терригенные породы уплотняются. Проанализированный нами материал по северу Западной Сибири [3, 4] подтверждает эту закономерность. Проницаемость снижается, пористость остается достаточно высокой [5] (рис. 1).

Установлено, что с глубиной (свыше 4–5 км) происходит уменьшение первичной (поровой) пустотности и возрастает вторичная трещинная (трещинно-каверновая). При низком геотермическом градиенте породы-коллекторы с высокой вторичной трещинной пустотностью могут существовать до глубин 10–12 км. Как пример: в сентябре 2009 г. специалисты британской компании пробурили с плавающей в Мексиканском заливе платформы 11-километровую скважину и первыми в истории нашли на такой глубине огромное месторождение «черного золота» на площади Тибор, оценка запасов которого составляет от 4 до 6 млрд баррелей [7].

В северных районах Западной Сибири градиент температур возрастает с глубиной: на глубине 5 км температура — 150°С, на глубине 7 км — 210°С, на глубине 8 км достигает 230°С. Коэффициент аномальности (Кан) пластовых давлений начинает возрастать с глубины 3 км, достигая на глубине 4 км 1,8–2,0, стабилизируясь в тех же значениях до глубины 6–7 км — СГ-6, СГ-7.

Такие же зависимости в западной части полуострова Ямал. Здесь Кан на глубинах 2400–3500 м достигает 1,8–2,05, средние градиенты температур 3,6–4,4°С/100 м. В интервале глубин 3,5–7 км открытая пористость составляет 15–17%.

Итоги
Установлены особенности изменения фильтрационно-емкостных свойств и типа пустотности в низкопроницаемых породах севера Западной Сибири. Дан прогноз нефтегазоносности.

Выводы
Проведенный анализ фактических материалов по северу Западно-Сибирского НГБ и Приямальского шельфа (месторождения Бованенковское, Новопортовское, Харасавейское, Крузенштерновское, Южно-Крузенштерновское, поднятия Паютовское, Шараповское, Западно-Шараповское, аномалии на структурах вала Литке-Университетская, Татариновская, Викуловская, Дальняя, Нансена) позволил сделать следующие выводы:

1. В низкопроницаемых породах, залегающих на больших глубинах, пустотность сохраняется до значительных глубин (более 10 км). По мере увеличения глубин залегания пород их пористость (общая и открытая) и проницаемость постепенно понижаются, а плотность и роль гидротермальных процессов, влияющих на формирование пустотности, возрастает.
2. На севере Западной Сибири лучшими ФЕС обладают коллекторы верхней и средней юры (оксфордского и батского ярусов).
3. Наибольший интерес в нефтегазоносном отношении в западной части акватории Карского моря представляют Северо-Харасавейская структура (акваториальное продолжение Нурминского мегавала) и районы Обручевского

(Западно-Шараповская и Шараповская структуры) и Русановского мегавалов.
4. Наиболее перспективны (в нефтегазоносном отношении) в изученном разрезе на полуострове Ямал и Приямальском шельфе Карского моря, помимо меловых, верхне-среднеюрские отложения, которые залегают на глубинах 3–4 км и доступны для бурения. Освоение запасов УВ на таких глубинах будет экономически эффективным.

Список литературы

1. Предтеченская Е.А., Шиганова О.В., Фомичев А.С. Катагенетические и гидрохимические аномалии в нижне-среднеюрских нефтегазоносных отложениях Западной Сибири как индикаторы флюидодинамических процессов в зонах дизъюнктивных нарушений // Литосфера. 2009. № 6. С. 54–65.
2. Кравченко М.Н. Ресурсный потенциал углеводородов нижне-среднеюрских и доюрских глубокозалегающих горизонтов осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Oil and Gas Geology. 2012. № 6. С. 11–19.
3. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д. Геологические предпосылки нефтегазоносности глубокозалегающих юрских и доюрских отложений на севере Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 2. С. 26–29.
4. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Шустер В.Л. Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов п-ва Яал и Приямальского шельфа Карского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 102–106.
5. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В. и др., Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 29-51.
6. Скоробогатов В.А., Строганов Л.В., Копеев В.Д. Геологическое строение и газонефтеносность Ямала. М.: Недра, 2003. 352 с.
7. Арбатов П., Образцов П. Нефти будет – хоть залейся // ИЗВЕСТИЯ. 04.09.2009. Режим доступа: izvestia.ru/news/352675

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Features of a structure and oil-and-gas content of the Jurassic and pre-Jurassic deposits of northwest part of Western Siberia

UDC 550.3

Authors:
Anna V. Samoilova — Ph.D., research associate; anna-samoilova@mail.ru

Institute of problems of oil and gas (IPNG) of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

Abstract

The geological structure of lower-Middle Jurrassic and pre-Jurassic deposits of northwest part of Western Siberia, FES of the Jurassic and pre-Jurassic breeds is specified, and also the preliminary estimate of prospects of oil-and-gas content was made.

Materials and methods

Geologic-geophysical materials.

Results

Features of change of filtrational and capacitor properties and type of hollowness in low-permeability breeds of the North of Western Siberia are established. The forecast of oil-and-gas content is given.

Conclusions

On the basis of analysis the factual materials on northern area of Western Siberian and Yamal offshore (Bovanenkovskoe, Novoportovskoe, Kharasaveiskoe, Kruzenshternovskoe, Yuzhno-Kruzenshternovskoe, upheavals Pajutovskoe, Sharapovskoe, Zapadno-Sharapovskoe, structure anomaly Litke-Universitetskaya, Tatarinovskaya, Vikulovskaya, Dalnaya, Nansena) were made next conclusions:

1. In the low-permeability breeds lying at big depths, hollowness remains up to the considerable depths (more than 10 km). In process of increase in depths of breeds their porosity (the general and open) and permeability gradually go down, and density and a role of the hydrothermal processes influencing hollowness formation increases.
2. In the north of Western Siberia the best permeability and porosity collectors lower and average Yura (the Oxford and Bath circles) possess.
3. The greatest interest in the oil-and-gas relation in the western part of the water area of the Kara Sea is represented by North Harasaveysky structure (offshore part of the Nurminsky megalithic bank) and Obruchevsky's regions (West Sharapovsky and Sharapovsky structures) and Rusanovsky of megalithic bank.
4. Upper-Middle Jurassic deposits which lie at depths of 3–4 km are most perspective (in the oil-and-gas relation) in the studied section on the Yamal Peninsula and Priyamalsky shelf of the Kara Sea and are available to drilling. Development of stocks of UV at such depths will be economically effective.

Keywords

geological structure, oil-and-gas content, hydrocarbons, Western Siberia

References

1. Predtechenskaya E.A., Shiganova O.V., Fomichev A.S. *Katageneticheskie i gidrokhimicheskie anomalii v nizhne-sredneyurskikh neftegazonosnykh otlozheniyakh Zapadnoy Sibiri kak indikatory flyuidodinamicheskikh protsessov v zonakh diz"yunktivnykh narusheniy* [Catagenetic and hydrochemical anomalies in lower-Middle Jurrassic oil-and-gas deposits of Western Siberia as indicators the fluid dynamic of processes in zones of discretive violations]. *Litosfera*, 2009, issue 6, pp. 54–65.
2. Kravchenko M.N. *Resursnyy potentsial uglevodorodov nizhne-sredneyurskikh i doyurskikh glubokozalegayushchikh gorizontov osadochnogo chekhla severnykh rayonov Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provintsii* [Resource potential of hydrocarbons of the lower- Middle Jurrassic and pre-Jurassic deep-laying horizons of a sedimentary cover of northern areas of the West Siberian oil-and-gas province]. Oil and Gas Geology, 2012, issue 6, pp. 11–19.
3. Shuster V.L., Dzyublo A.D. *Geologicheskie predposylki neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh yurskikh i doyurskikh otlozheniy na severe Zapadnoy Sibiri* [Geologic reasons of oil and gas content in deepseated Jurassic and pre-Jurassic deposits of the northern part of West Siberia]. Exposition Oil Gas, 2012, issue 2, pp. 26–29.
4. Nikitin B.A., Dzyublo A.D., Shuster V.L. *Geologo-geofizicheskaya otsenka perspektiv neftegazonosnosti glubokozalegayushchikh gorizontov p-va Yaal i Priyamal'skogo shel'fa Karskogo moray* [Geologic and geophysical estimation of oil and gas content in deep-seated deposits of Jamal and Jamal shelf of Kara Sea]. Oil industry, 2014, issue 11, pp.102–106.
5. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V. and oth., *Geologicheskoe stroenie i neftegazonosnost' regional'nykh rezervuarov yury i mela v Karsko-Yamal'skom regione i prognoz raspredeleniya v nikh uglevodorodov* [Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Cara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution]. *Geologiya nefti i gaza*, 2014, issue 1, pp. 29–51.
6. Skorobogatov V.A., Stroganov L.V., Kopeev V.D. *Geologicheskoe stroenie i gazoneftenosnost' Yamala* [Geological structure and gas and oil presence of Yamal]. Moscow: *Nedra*, 2003, 352 p.
7. Arbatov P., Obraztsov P. *Nefti budet – khot' zaleysya* [Oil will be exemplary – though be filled in] *IZVESTIYA*, 04.09.2009. Available at: izvestia.ru/news/352675

УДК 550.3

Учёт особенностей геологического строения карбонатных залежей при анализе положения уровней межфлюидных контактов

Р.Я. Рафиков
главный геолог
ryrafikov@cge.ru

А.В. Вовк
начальник отдела геологии
avvovk@cge.ru

С.И. Билибин
д.т.н., зам. ген. директора по новым технологиям
sibilibin@cge.ru

Т.Ф. Дьяконова
д. г-м. н.,профессор, начальник ОГТ
tfdyakonova@cge.ru

Т.Г. Исакова
главный специалист по петрофизике и подсчету запасов
tgisakova@cge.ru

АО «ЦГЭ», Москва, Россия

В процессе разработки нефтегазовых месторождений, приуроченных к карбонатным залежам, остро встаёт вопрос достоверности определения положения уровней межфлюидных контактов. На примере Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения описан подход разобщения единой залежи на зоны с различными уровнями ГНК, основанный на более детальном рассмотрении геологического строения изучаемых отложений.

Материалы и методы
Анализ геологического строения залежи, анализ положения ГНК.

Ключевые слова
карбонатные отложения, межфлюидный контакт, залежь, скважина

Положение межфлюидных контактов в массивных карбонатных залежах не рекомендуется устанавливать без детального изучения геологического строения месторождения. На стадии разведки месторождения положение ГНК и ВНК определяется по данным первичных испытаний редкой сети поисково-разведочных скважин. В дальнейшем, при эксплуатации месторождения, несмотря на возросшее в разы количество скважинных данных, положение межфлюидных контактов практически не уточняется, т.к. достаточно быстро начинает сказываться влияние разработки на первичное равновесное состояние залежей. Однако, в неоднородных карбонатных залежах, имеющих сложное геологическое строение, новые сведения, полученные на поздних стадиях изучения месторождения, могут существенно изменить представление о его геологическом строении. Учёт геолого-промысловых данных при уточнении положения межфлюидных контактов показан на примере артинской залежи нижней перми Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ).

Оренбургский вал, к которому приурочено месторождение, является крупной тектоно-седиментационной структурой, осложняющей северную часть Соль-Илецкого выступа. Рассматриваемый Восточный участок ОНГКМ в геологическом отношении включает в себя восточный купол Оренбургского вала и серию локальных поднятий Караванной структуры на восточной оконечности участка (рис. 1) [1]. Основная залежь приурочена к карбонатным залежам артинских отложений нижней перми. На участке активно разрабатываются как нефтяная залежь, так и газовая шапка. На всей рассматриваемой площади Восточного участка ОНГКМ положение газонефтяного контакта (ГНК) принято единым.

В процессе эксплуатации месторождения выяснилось, что новые скважины, расположенные на восточном окончании Оренбургского вала, добывают нефть существенно выше положения ГНК (в отдельных скважинах на 55 м), установленного ранее по данным испытаний разведочных скважин. Эти материалы подтверждены бурением новых эксплуатационных скважин, а также повторными испытаниями старых разведочных скважин, долгое время находящихся в консервации. В то же время, уровень ГНК на Караванной структуре и купольной склоновой части восточного купола соответствует принятому, т.е. нет данных о скважинах, работающих нефтью выше утверждённого положения ГНК. Текущее пластовое давление в купольной части Оренбургского вала в газовых скважинах в среднем снизилось на 1/3 от начального, а на восточном окончании вала и на Караванном поднятии в добывающих

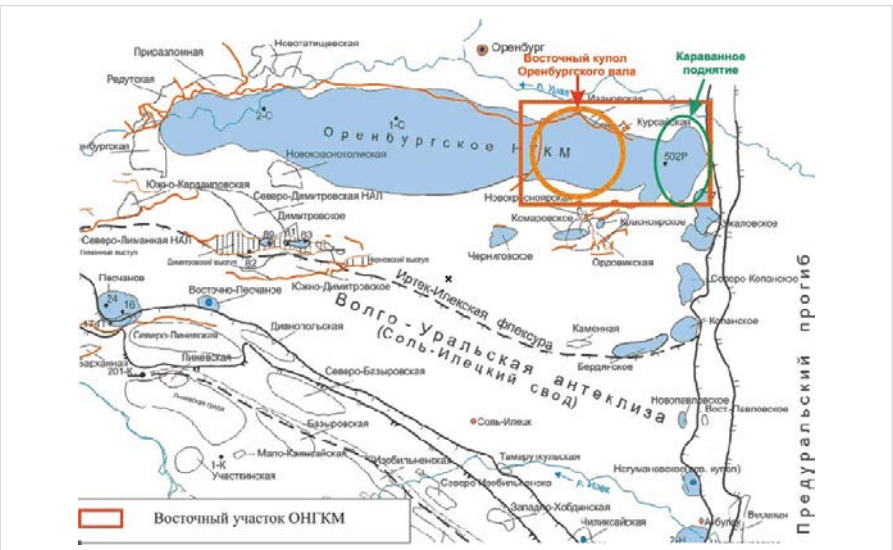


Рис. 1 — Обзорная карта района работ

Фации осадко-накопления	Средняя толщина пласта пласта, м	$\Sigma H_{эф\ ср}$, м	Расчле ненность коллектора, шт	Средняя толщина прослоя коллектора, м	Доля коллектора, д.ед.	Кп, д. ед.	Количество скважин, шт
Внутренний шельф	132.8	26.7	19	1.5	0.199	0.102	61
Внешний шельф	177.2	73.3	59	2.4	0.407	0.099	58
Зона органогенных построек	224.1	77.8	28	2.9	0.345	0.109	18

Таб. 1 — Характеристика артинских отложений по зонам осадконакопления

скважинах практически равно начальному. Такая ситуация может сложиться и быть объяснена различием геологического строения нефтяной части пласта: в пределах Восточного купола газоконденсатная залежь, как по вертикали, так и по латерали, имеет мозаичную линзовидно-распространенную нефтяную оторочку; а к востоку, в передах восточного склона Оренбургского вала и Караванного поднятия, нефтяная оторочка переходит в массивный тип и имеет гидродинамическую связь с газовой шапкой. Соответственно, по результатам эксплуатации, принятая геологическая модель Восточного участка месторождения требует корректировки и установления нового уровня положения ГНК в центральной части рассматриваемого участка.

По результатам анализа керновых данных, ГИС и сейсмофациальных исследований территория Восточного участка ОНГКМ уверенно дифференцирована по условиям осадконакопления с выделением фаций внутреннего, внешнего шельфов и зоны органогенных построек (рис. 2). Это также подтверждается закономерным увеличением общих толщин артинских отложений с запада на восток в сторону погружения дна морского бассейна к предуральскому прогибу.

Характеристика геологического разреза рассматриваемых отложений также закономерно меняется с запада на восток в соответствии с выявленной фациальной зональностью (рис. 3). На западе, в пределах восточного купола Оренбургского вала, разрез тонкослоистый и газ подстилается единичными, линзовидными прослоями нефти. На востоке, в районе Караванных поднятий, отложения представлены мощными прослоями коллекторов с различной насыщенностью (газ, нефть, вода). Одной из особенностей является наличие в середине разреза битуминозных прослоев в западной и центральной частях, переходящих в массивную битуминозную пачку на востоке [2].

В целом на рассматриваемой площади в направлении с запада на восток установлены следующие закономерности (таб. 1):

- общие и эффективные толщины пласта увеличиваются в 1,5–2 раза,
- количество прослоев коллектора возрастает в 3 раза,
- доля коллектора увеличивается в 2 раза,
- средняя толщина прослоя коллектора становится больше в 1,5 раза,
- толщины битумных прослоев увеличиваются в 3–5 раз.

Для анализа закономерностей изменения геологического строения все критерии разделены на количественные и качественные. К количественным критериям отнесены:

- *минимальная толщина прослоя ($H_{колл}$<1.5 м)* — минимальная доля коллектора *(NTG < 0.2)*. В зоне с толщиной единичного коллектора менее 1,5 м и долей коллектора *<0.2* возможна ухудшенная связанность прослоев малой толщины по вертикали и латерали за счёт их незначительной протяженности (рис. 4), что приводит к ухудшению — гидродинамической связи между коллекторами в западной части участка по вертикали и простиранию;
- *наличие перемычки между газом и нефтью ($H_{перем.}$>4 м)*. В зоне с ухудшенными коллекторскими свойствами наличие между газовым и нефтяным коллектором непроницаемой перемычки мощностью *>4 м*, свидетельствуют о плохой связанности коллекторов по вертикали (рис. 5).

К качественным критериям отнесены — смена обстановок осадконакопления и толщина битуминозных прослоев:

- *смена обстановок осадконакопления.* Исходя из геологического строения, коллекторы внутреннего и внешнего шельфа разобщены, т.к. на этой границе (в этой зоне) происходит смена условий осадконакопления и, соответственно, смена характеристики разреза. Это приводит к нарушению гидродинамической связи между западной и восточной частями участка по простиранию. Граница разобщения коллекторов расположена во внутреннем шельфе — в зоне с тонкими прослоями коллектора малой протяжённости по латерали (рис. 2 и 4);

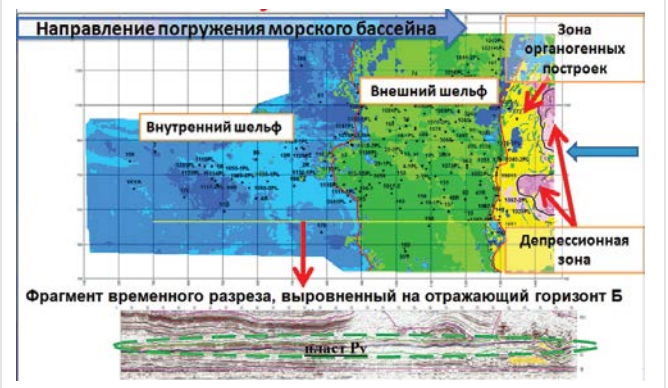


Рис. 2 — Сейсмофациальная карта артинских отложений нижней перми

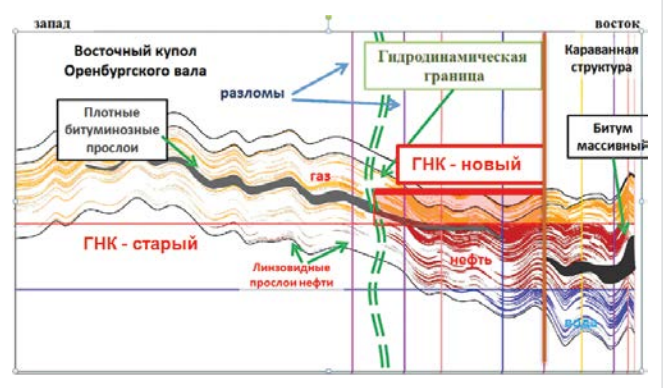


Рис. 3 — Геологический разрез артинских отложений

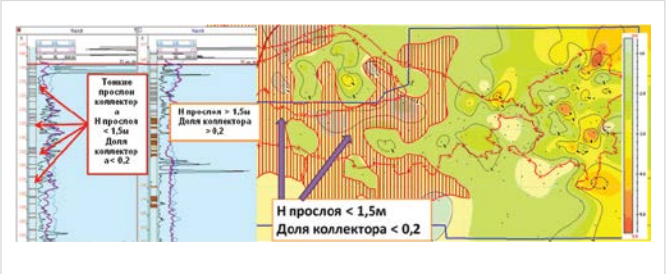


Рис. 4 — Карта мощности прослоя единичного коллектора и доли коллектора в пласте

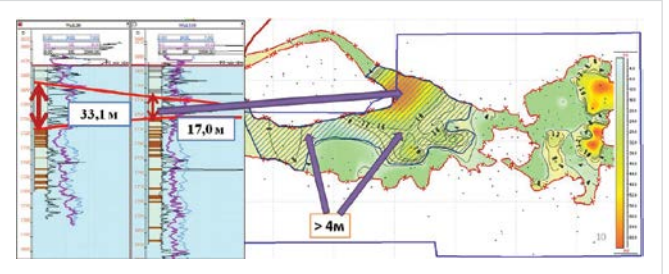


Рис. 5 — Карта толщины перемычки между подошвой газового и кровлей нефтяного коллектора

Рис. 6 — Карта мощности битуминозных прослоев

Рис. 7 — Схема комплексирования непроницаемых перемычек

- *толщина битуминозных прослоев ($H_{бит.}$ 2–5 м)*. На востоке площади залегает массивная битуминозная пачка. К западу толщина пачки уменьшается и преобразуется в плотные битуминозные прослои с мощностью прослоев 1–5 м (рис. 6). По скважинным данным в центральной части участка газ отделён от нефти битуминозными прослоями в зоне, где $H_{битум}$ = 2–5 м. Из этого следует, что по вертикали в этой части залежи гидродинамическая связь между нефтью и газом отсутствует.

Выделенные закономерности представлены в виде карт с выделением зон распространения каждого критерия (рис. 7). При комплексировании зон двух-трёх критериев и оконтуривании области их наложения — сделан вывод о нарушении гидродинамической связи между газовой и нефтяной частями залежи по латерали на восточном склоне Восточного купола ОНГКМ. Ширина области нарушенной гидродинамической связи составляет 1–6 км. Предлагаемая гидродинамическая граница, отделяющая западную часть от восточной, проведена по середине расстояния между скважинами в гидродинамически разобщенных областях (рис. 8).

Полученная граница позволяет разделить блок 1 на два отдельных блока — 1а и 1б, с существенно разными (на 55 м) уровнями ГНК, что подтверждается данными эксплуатации месторождения (рис. 9).

Итоги

В результате проведённой работы были приведены в соответствие геологическое строение и данные эксплуатации артинской залежи ОНГКМ.

Выводы

Определение уровней межфлюидных контактов в карбонатных отложениях — сложная задача, решаемая индивидуально на каждом конкретном месторождении. Зачастую, как в приведённом примере, уточнение положения ГНК возможно только с привлечением геолого-промысловых данных, полученных в процессе эксплуатации месторождений.

Список литературы

1. Сухаревич П.М., Кулаков А.И., Коврижкин В.С., Шляпник Г.М. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа в Оренбургской области. М.: Недра, 1978. 212 с.
2. Ларская Е.С., Ляпустина И.Н. Битумы Оренбургского газоконденсатного месторождения. Геология и ресурсы природных битумов. Тез. Докладов. Л., ВНИГРИ, 1978. С. 34–35.

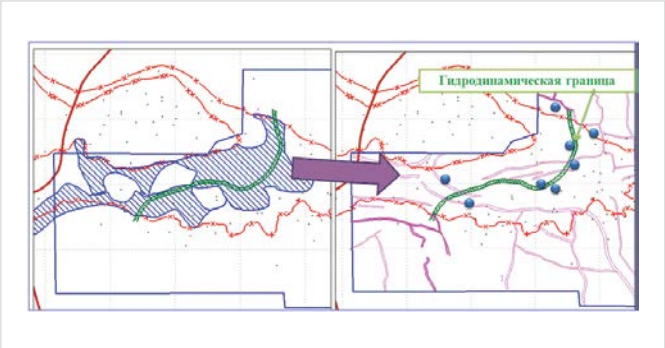


Рис. 8 — Схема расположения гидродинамической границы

Рис. 9 — Схема выделенных блоков с учётом новой гидродинамической границы

ENGLISH **GEOPHYSICS**

Complex approach to accounting features of the geological structure in the analysis of the level positions of the fluid contacts in carbonate deposits

UDC 550.3

Authors:
Rustem Ya. Rafikov — chief geologist; ryrafikov@cge.ru
Andrey V. Vovk — head of geology department; avvovk@cge.ru
Svyatoslav I. Bilibin — Sc.D., deputy general director for new technologies; sibilibin@cge.ru
Tat'yana F. Dyakonova — Sc.D., professor, head of geoinformation technologies department; tfdyakonova@cge.ru
Tat'yana G. Isakova — chief specialist in petrophysics and the estimation of reserves; tgisakova@cge.ru

"CGE" JSC, Moscow, Russian Federation

Abstract

The question of reliability of determination of the level positions of the fluid contacts sharply raises during the development of oil and gas deposits, confined to carbonate reservoirs. An approach of separation a single deposit into zones with different levels of GOC, based on a detailed examination of the geological structure of the studied sediments, is described on an example of the Eastern section of the Orenburg oil and gas condensate field.

Materials and methods

Analysis of the geological structure of the deposit, the analysis of the provisions of the GOC.

Results

Geological structure and field data of the deposits of Artinsky ONGKM were aligned as a result of this study.

Conclusions

Determination of fluid contact levels in carbonate sediments is a difficult task to be solved individually for each specific field. Often, as in the above example, clarifying the position of GOC is only possible with the involvement of geological and production data obtained in the process of exploitation.

Keywords

carbonate deposits,
fluid contact,
reservoir, well

References

1. Sukharevich P.M., Kulakov A.I., Kovrizhkin V.S., Shlyapnik G.M. *Zakonomernosti razmeshcheniya i usloviya formirovaniya zalezhey nefti i gaza v Orenburgskoy oblasti* [Laws of placing and conditions of formation of oil and gas deposits in the Orenburg region]. Moscow: *Nedra*, 1978, 212 p.
2. Larskaya E.S., Lyapustina I.N. *Bitumy Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. Geologiya i resursy prirodnykh bitumov* [Bitumen Orenburg gas-condensate field. Geology and resources of natural bitumen]. Scientific conference abstracts, Leningrad: *VNIGRI*, 1978, pp. 34–35.

УДК 622.24

Оценка влияния бурового раствора на кавернозность ствола скважины и ее продуктивные характеристики

Г.С. Ли
к.т.н., заместитель директора по геологии и разработке
g.s.li@ gd-urengoy.gazprom.ru

М.В. Коряковцева
начальник отдела промысловой геологии
m.v.koryakovtseva@gd-urengoy.gazprom.ru

А.И. Копылов
ведущий инженер отдела по технологическому контролю ремонта скважин
a.i.kopylov@gd-urengoy. gazprom.ru

ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой», Новый Уренгой, Россия

Представлены результаты оценки и сравнительного анализа влияния буровых растворов на коэффициент кавернозности ствола и продуктивные характеристики газоконденсатных скважин нижнемеловых залежей УНГКМ после геолого-технических мероприятий по зарезке боковых стволов

Материалы и методы
Кавернометрия, профилеметрия, продуктивные характеристики, коэффициент кавернозности, геофизические методы.

Ключевые слова
боковые стволы, геофизические диагностические исследования, буровой раствор, коэффициент кавернозности, продуктивные характеристики скважины

Для обеспечения проектных и плановых показателей по уровням добычи углеводородов (УВ) и работоспособности эксплуатационного фонда скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) проводятся геолого-технические мероприятия (ГТМ) по вводу в работу простаивающих скважин путем зарезки в них бокового ствола (ЗБС).

ЗБС в скважинах УНГКМ производится с использованием буровых растворов «Мегадрил» компании «Mi-SWACO» и «Полиэмульсан» ООО «Сервисный Центр СБМ». В качестве породоразрушающего инструмента применяются долота БИТ диаметром 139,7 мм при бурении на растворе «Мегадрил» и долота DPD и PDS диаметром 142,9 мм при бурении на растворе «Полиэмульсан». Работы выполняются по идентичным программам бурения и промывки скважин.

С целью оценки влияния данных буровых растворов на состояние стенок скважины при ЗБС, и связанные с этим проблемы при установке пакера ПГМЦУ-114/99 (пакер гидравлический манжетного цементирования укороченный — предназначен для цементирования и разобщения фильтровой и цементируемой интервалов хвостовиков диаметром 114 мм и изоляции газонефтеводоносных пластов; длина перекрываемой пакером зоны — 1,5 м, диаметр по применению — 139,7÷146,0 мм), проведен анализ результатов геофизичеких исследований скважин (ГИС) в процессе ЗБС. При этом для примера выбраны три газоконденсатные скважины: № 2269 — ЗБС с буровым раствором «Мегадрил», № 5393 и 8363 — ЗБС с «Полиэмульсан». ЗБС в этих скважинах проведена на залежи пластов БУ101-2.

На рис. 1 и 2 представлены диаграммы кавернометрии в скважинах № 5393 и 8363 при ЗБС на растворе «Полиэмульсан», из которых видно, что коэффициент кавернозности пород над продуктивным пластом достигает в среднем 1,08÷1,10. Данное обстоятельство не позволяло устанавливать пакер в проектном интервале. Было принято решение об установке его в интервале с наименьшей кавернозностью и необходимой длиной ствола скважины (длина перекрываемой ПГМЦУ зоны – 1,5 м) с целью разобщения фильтровой и цементируемой частей хвостовика.

Следует отметить, что кавернометрия была выполнена сразу же после ЗБС, а перед спуском эксплуатационного хвостовика в обязательном порядке проводится проработка ствола скважины, которая, как правило, увеличивает его номинальный диаметр.

При ЗБС на растворе «Полиэмульсан», как показывают результаты ГИС по оценке объёма затрубного пространства скважины и коэффициента кавернозности, происходит кавернообразование, превышающее проектные значения в среднем на 0,02÷0,03.

Проектный коэффициент кавернозности — 1,05, а на практике в среднем он составляет 1,07÷1,08 от номинального диаметра скважины. В некоторых скважинах коэффициент

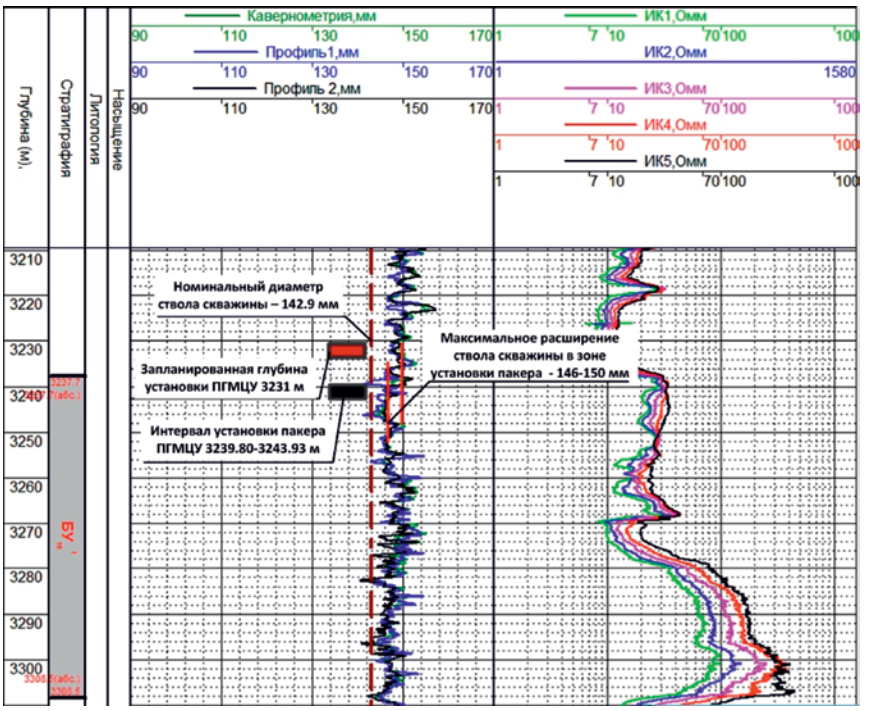


Рис. 1 — Диаграмма кавернометрии по скважине №5393

кавернозности достигает величины 1,16. Данное обстоятельство приводит к необходимости установки ПГМЦУ в интервалах с наименьшей кавернозностью, а не в запланированном интервале.

При ЗБС на буровом растворе «Мегадрил» коэффициент кавернозности — до 1,08, что также выше проектного значения, а в зоне установки пакера — 1,016, что даёт возможность устанавливать пакер максимально близко к запланированному интервалу ствола скважины (рис. 3).

С целью оценки влияния применяемых технологических жидкостей на продуктивные характеристики скважин были проведены специалистами ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» лабораторные исследования на установке радиальной фильтрации с использованием неокомского кернового материала — исследования по воздействию инвертно-эмульсионных буровых растворов «Мегадрил» и «Полиэмульсан» на проницаемость породы в результате их фильтрации при термобарических условиях, близких к пластовым.

Исследованиями было установлено, что оба раствора характеризуются низкой фильтруемостью в поровой среде неокомских пород-коллекторов, но буровой раствор «Мегадрил» снижает проницаемость в 2 раза меньше, чем «Полиэмульсан». Соответственно, «Мегадрил» характеризуется и меньшими градиентами давления для освоения, что делает его предпочтительней перед «Полиэмульсаном». Но в любом случае, после ГТМ с глушением скважины рекомендуется проведение работ по разблокировке призабойной зоны пласта (ПЗП) от кольматантов. Кроме того, при освоении скважин было отмечено значительное увеличение времени вызова притока после ЗБС с применением раствора «Полиэмульсан». Вызов притока при использовании «Мегадрила» занимает в среднем 12 часов, а «Полиэмульсана» — 65 часов (без учета времени использования колтюбинговой установки).

Ни в одной скважине, пробуренной на «Мегадриле», не потребовалось применения колтюбинговой установки — скважины запущены на отработку снижением уровня жидкости в стволе компрессором. При этом в скважинах № 5372, 2466, 5285, пробуренных на «Полиэмульсане», были проведены работы по дополнительному освоению колтюбингом, а по скважине № 325 потребовалась дополнительная перфорация объекта эксплуатации. Скважина же №5372 не была освоена — не получен промышленный приток УВ.

По завершению ЗБС проводились комплексные исследования скважин с целью определения продуктивной характеристики и состава добываемой продукции, инструментальный мониторинг параметров их эксплуатации, которые заключались в следующем:

- газогидродинамические исследования на установившихся режимах;
- отбор устьевых проб жидкости — воды и газового конденсата;
- систематический контроль рабочих параметров скважин с помощью устьевой телеметрии, а при её неисправности — замеры этих параметров образцовыми манометрами и термометрами.

Скважины после ЗБС работают устойчиво на установку комплексной подготовки газа (УКПГ). При этом режим эксплуатации 7 скважин (5317, 5326, 5333, 5334, 1277, 1368, 2374) задается регулировочной задвижкой.

Разработка нижнемеловых залежей УНГКМ на истощение пластовой энергии приводит к закономерному снижению производительности скважин. С момента ввода скважин после ЗБС в эксплуатацию максимальное падение статического давления наблюдается по скважинам № 1277, 5334, 5333, 8305 — от 0,24 до 0,34 МПа за квартал, а по другим — до 0,18 МПа. Несмотря на то, что при эксплуатации поддерживается режим постоянного дебита, по скважинам, введенных в работу после ЗБС, происходит в среднем снижение их производительности из-за падения пластового давления (табл. 1).

В таб. 2 представлены результаты оценки изменения продуктивной характеристики в процессе эксплуатации скважин после ЗБС в зависимости от использованного при ГТМ бурового раствора.

Таким образом, продуктивные характеристики скважин после ЗБС с применением бурового раствора «Мегадрил» улучшились в результате очищения ПЗП от кольматантов в процессе эксплуатации в среднем на 7,6%, а с применением «Полиэмульсан» — на 2,5%. При этом необходимо отметить, что начальная величина оценочного критерия для обоих растворов имеет практически одинаковое среднее по скважинам значение — 0,370 для раствора «Мегадрил» и 0,366 для «Полиэмульсан», что косвенно свидетельствует о представительности выборки для сравнительного анализа.

Промысловые данные мониторинга параметров эксплуатации скважин после ЗБС подтвердили результаты моделирования воздействия инвертно-эмульсионных растворов «Мегадрил» и «Полиэмульсан» на ФЕС ПЗП.

В настоящее время дебиты скважин после ЗБС несколько меньше или сопоставимы со средними дебитами скважин УКПГ. Исключение составляют скважины после ЗБС УКПГ-2В: дебит этих скважин больше среднего дебита скважин УКПГ-2В на 10%. При этом не следует забывать, что все скважины, на которых реализованы ГТМ по ЗБС, находились до этого по различным геолого-техническим причинам в бездействующем фонде.

По результатам анализа влияния бурового раствора на кавернозность ствола скважины и её продуктивность можно сказать следующее:

- при бурении бокового ствола на

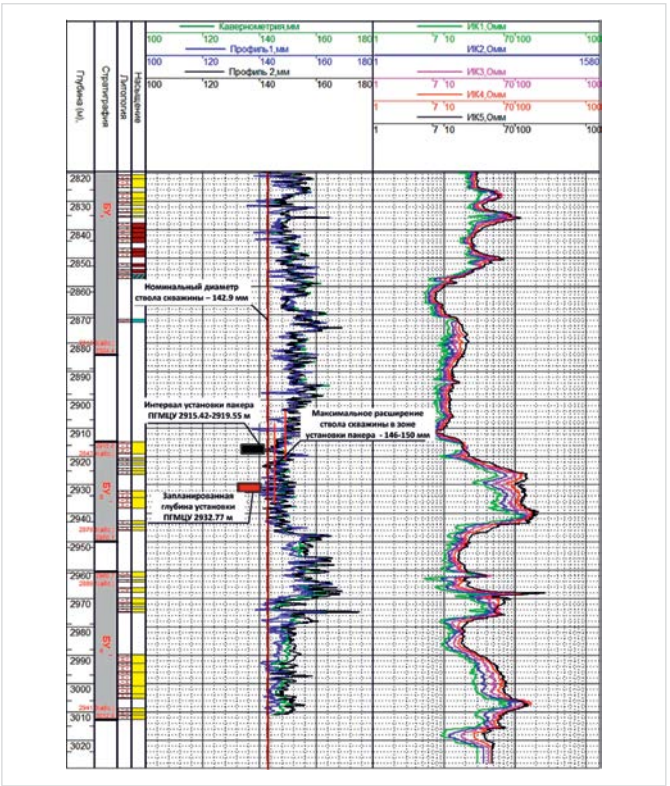


Рис. 2 — Диаграмма кавернометрии по скважине №8363

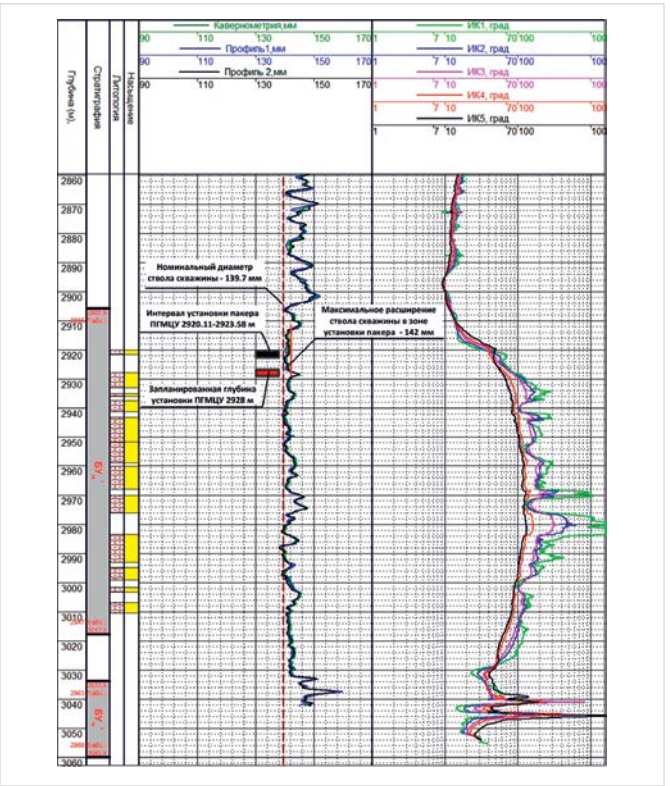


Рис. 3 — Диаграмма кавернометрии по скважине №2269

П/п	УКПГ	Скважина	Буровой раствор при ЗБС	Параметры работы скважин после ЗБС			
				Начальные		Текущие	
				Рст, МПа	Q, тыс. м³/сут	Рст, МПа	Q, тыс. м³/сут
1	1АВ	1368	Фло-Тру	8,25	198	7,89	140
2	1АВ	1277	Мегадрил	9,43	150	8,44	152
3	2В	2371	Полиэмульсан	7,80	186	7,45	180
4	2В	2297	Мегадрил	7,25	162	6,74	144
5	2В	2293	Полиэмульсан	7,53	163	7,24	159
6	2В	2374	Мегадрил	7,66	178	7,48	195
7	2В	2269	Мегадрил	7,60	216	7,50	220
8	5В	5334	Мегадрил	10,00	318	7,67	186
9	5В	5333	Мегадрил	8,60	164	7,31	169
10	5В	5326	Мегадрил	8,00	188	7,15	151
11	5В	5317	Мегадрил	8,10	182	7,27	135
12	5В	5327	Полиэмульсан	-	-	7,40	144
13	5В	5305	Полиэмульсан	6,60	151	6,50	155
14	5В	5393	Полиэмульсан	7,00	123	7,00	122
15	8В	8305	Мегадрил	8,50	157	7,14	123
16	8В	8334	Мегадрил	8,20	152	7,58	141
17	8В	8906	Мегадрил	8,80	228	8,15	190
18	8В	8363	Полиэмульсан	7,97	120	7,70	113
19	Среднее		Мегадрил	8,38	190	7,49	164
20	Среднее		Полиэмульсан	7,38	149	7,22	146

Таб. 1 — Начальные и текущие параметры эксплуатации газоконденсатных скважин УНГКМ после ЗБС

Буровой раствор при ЗБС	$P_{ср.ст.нач.}$, МПа	$Q_{ср.нач.}$, тыс. м³/сут	$P_{ср.ст.тек.}$, МПа	$Q_{ср.тек.}$, тыс. м³/сут	Критерий ($P_{ср.ст.}^2/Q_{ср}$)		
					начал.	текущ.	снижение, %
Мегадрил	8,38	190	7,49	164	0,370	0,342	- 7,6
Полиэмульсан	7,38	149	7,22	146	0,366	0,357	- 2,5

Таб. 2 — Результаты оценки изменения продуктивной характеристики скважин при их эксплуатации после ЗБС

растворе «Полиэмульсан» происходит кавернообразование, превышающее проектные значения, что приводит к необходимости установки пакера ПГМЦУ в интервалах с наименьшим значением коэффициента кавернозности;

- при бурении на растворе «Мегадрил» коэффициент кавернозности в месте установки пакера позволяет устанавливать ПГМЦУ в проектном интервале продуктивного разреза;
- вызов притока УВ при использовании бурового раствора «Мегадрил» требует меньше времени, чем при использовании «Полиэмульсан»;
- вместе с тем необходимо отметить, что продуктивная характеристика скважины зависит не только от применяемых при бурении растворов, но и от текущего ресурсно-энергетического потенциала залежей УВ, их фильтрационно-ёмкостных свойств, степени очистки ПЗП от фильтрата технологических жидкостей, применяемых при ГТМ в скважинах.

Учитывая результаты анализа, специалистами ООО «Сервисный Центр СБМ» и ИТЦ ООО «Газпром добыча Уренгой» были внесены изменения в рецептуру состава бурового раствора «Полиэмульсан», которые позволили повысить технологическую эффективность применения данного раствора. В настоящее время модифицированный (адаптированный к текущим геолого-техническим условиям) буровой раствор «Полиэмульсан» применяется в широком масштабе при ГТМ в газоконденсатных скважинах УНГКМ, наряду с буровым раствором «Мегадрил».

Итоги

На основе проведенного анализа внесены изменения в рецептуру состава бурового раствора «Полиэмульсан», которые позволили повысить технологическую эффективность применения данного раствора.

Выводы

В результате анализа выявлен ряд особенностей применяемых буровых растворов при бурении боковых стволов на УНГКМ.

ENGLISH **DRILLING**

Evaluation of the drilling fluids influence on cavernosity of a wellbore and its productive characteristics

UDC 622.24

Authors:
Gerasim S. Li — Ph.D., deputy director for geology and fields development[1]; g.s.li@ gd-urengoy.gazprom.ru
Maria V. Koryakovceva — head of division of industrial geology; m.v.koryakovtseva@gd-urengoy.gazprom.ru
Andrei I. Kopylov — leading engineer, division for technological control on well workover; a.i.kopylov@gd-urengoy. gazprom.ru

ETC, Gazprom dobycha Urengoy LLC, Novy Urengoy, Russian Federation

Abstract

Hereby are demonstrated the results of the evaluation and benchmark study of drilling fluids influence on the ratio of a wellbore cavernosity and productive characteristics of gas condensate wells, Lower Cretaceous deposits, UNGKM after geological and technical measures for sidetracking.

Materials and methods

Caliper survey, profile logging, productive characteristics, ratio of cavernosity, geophysical methods.

Results

On the basis of the analysis conducted changes were introduced to the mixture formula of the drilling fluid 'Polyemulsan', which improved technological efficiency of this solution.

Conclusions

The analysis revealed a number of characteristics of drilling fluids used during drilling of sidetracks at UNGKM.

Keywords

side tracks,
geophysical diagnostic studies,
drilling fluids, ratio of cavernosity,
wellbore productive characteristics

УДК 622.691

Результаты статистического моделирования параметров эксплуатации горизонтальных скважин

А.С. Самойлов
к.т.н., доцент[1], научный сотрудник отдела разработки ачимовских залежей[2]
assamoilov@mail.ru

С.М. Шацких
главный инженер[3]

В.В. Журавлев
начальник технологического отдела по работе внутрискважинного оборудования[4]
Zhuravlev.VVi@tomsk.gazprom-neft.ru

[1]ФГБОУ ВО «Тюменский государственный нефтегазовый университет», Тюмень, Россия
[2]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[3]ООО «Газпромнефть-Снабжение», Тюмень, Россия
[4]ООО «Газпромнефть-Восток», Томск, Россия

В настоящее время остаточные извлекаемые запасы компании ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» составляют более 300 млн т нефти из них в категории ABC_1 порядка 80%, в подгруппах — «разбуренные» и «не разбуренные» 60% и 40% соответственно. При структуризации подгруппы «разбуренные» выделенные запасы под действующим и бездействующим фондом соотносятся как 50/50, при этом в подгруппе бездействующих суммарные запасы под аварийным фондом и обводненным около 70%, что

Результаты работ по эксплуатации наклонно-направленных и горизонтальных скважин, и проведение таких геолого-технических мероприятий, как оптимизация работы погружного оборудования, ремонтно-изоляционные работы, методы интенсификации добычи нефти и др., имеют много меньшую эффективность в сравнении с качественным проектированием, основанным на детализации особенностей геологического строения залежей, и анализе опыта применения технологии горизонтального вскрытия.

При комплексном рассмотрении установленных осложнений сделаны выводы о необходимости адресного проектирования мероприятий по повышению технологической эффективности разработки обводненных залежей, при этом от оперативности принятых решений и качества обоснования ГТМ будет зависеть как выработка запасов нефти, так и ее рентабельность.

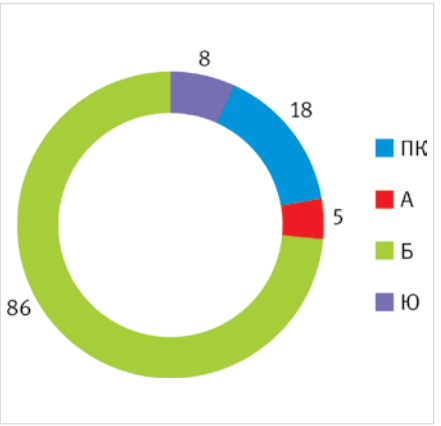


Рис. 1 — Распределение количества скважин по группам

В рамках работы была сформирована и систематизирована база параметров — представительная выборка технологических показателей работы ГС. Всего рассмотрено 196 скважин, из которых были отобраны 118, остальные не приняты по следующим причинам: некачественное строительство, аварии при проведении ремонтных работ по замене погружного оборудования, дренирование нескольких продуктивных пластов.

Технико-технологические параметры работы ГС и геолого-физические параметры исследуемых пластов приведены в таб. 1.

Для более детальной систематизации полученной информации и решения поставленных задач, залежи были сгруппированы по геологической характеристике следующим образом (рис. 1):

- группа ПК — пласты ПК — верхнемеловые отложения;
- группа А — АС, АВ верхнемеловые отложения;
- группа Б — БС и БВ нижнемеловые отложения:
- группа Ю — верхнеюрские отложения.

В таб. 2 представлены искомые зависимые переменные Y и независимые переменные X.

Обобщенные результаты регрессионно-корреляционного анализа представлены в таб. 3 и на рис. 2–4. Следует отметить, что в рамках анализа также было выполнено сопоставление дебитов, определенных по аналитическим зависимостям с фактическими (рис. 4).

Как видно из таб. 3, связи по большинству параметров нет, либо они слабые, исключением является зависимость коэффициента продуктивности от проницаемости. Однако после исключения из выборки максимальных значений, связи нет.

№	Параметр	Единицы измерения	Группа пластов				Среднее	Всего
			ПК	А	Б	Ю		
1	Количество скважин	шт.	18	5	86	9	--	118
2	Количество скважин как элементов системы разработки	шт.	18	5	86	9	--	118
3	Количество скважин как элементов оптимизации системы разработки	шт.	0	0	0	0	--	0
4	Длина ГС	м	424	638	512	573	536,75	--
5	Входной дебит, т/сут	т/сут	346,8	500,2	260,7	260,4	342,03	--
6	Удельный дебит, $Q_{вх}/L_{гс}$	т/сут·м	0,818	0,784	0,509	0,454	0,64	--
7	$K_{прод.вх}$	т/сут·МПа	99,45	134,6	36,3	30,3	75,16	--
8	Депрессия, ∂_p	МПа	8,6	9,5	12,3	10	10,10	--
9	$P_{заб}$	МПа	10	11	12,2	17,1	12,58	--
10	$P_{пл}$	МПа	18,6	20,5	24,5	27,1	22,68	--
11	Обводненность, N	%	22,1	26,3	23	12	20,85	--
12	Проницаемость, k	мД	113,3	53,7	23,3	49,4	59,91	--
13	Нефтенасыщенная толщина, $h_{нн}$	м	7,7	7,64	7,27	13	8,90	--
14	вязкость, μ	мПа·с	2,99	1,42	1,44	0,535	1,60	--
15	Гидропроводность, ξ	мД·м/мПа·сек	587	370,6	175	968	525,14	--

Таб. 1 — Основные параметры скважин и геолого-физические характеристики залежей

составляет чуть более 50 млн т остаточных извлекаемых запасов. Следует отметить, что поддержание уровней добычи нефти на месторождениях с высоким значением выработки начальных извлекаемых запасов и высокой обводненностью в основном обеспечено адресной работой с фондом скважин.

В этой связи разработана систематизированная база технико-технологических параметров горизонтальных скважин (ГС) для определения следующих параметров:

- **зависимости дебита ГС от длины для определенных геолого-физических условий:**
- **зависимости дебита ГС от геолого-физических параметров, таких как проницаемость, толщина пласта, гидпропроводность, проводимость;**
- **сходимости фактических показателей работы ГС с аналитическими моделями.**

Материалы и методы

Одним из основных критериев эффективности используемых технологий является мониторинг динамики технологических показателей разработки с применением таких инструментов как, гидродинамическое моделирование, графоаналитические методы, регрессионно-корреляционный анализ, аналитическое моделирование.

Ключевые слова

горизонтальная скважина, обводненность, дебит нефти, фонд скважин, статистическое моделирование, аналитическое моделирование, прогнозирование технологических показателей

№ п/п	Зависимые (Y) переменные и независимые (X)	Обозначение	Параметры переменных
1	Y_1	$K_{прод.нач}$	коэффициент продуктивности, определяется как отношение дебита жидкости к депрессии, т/сут·МПа
2	Y_2	$Q_{н.нач.}$	начальный дебит нефти, т/сут
3	Y_3	$Q_{ж.нач.}$	начальный дебит жидкости, т/сут
4	Y_4	$q_{н.н.}$	удельный дебит нефти на 1 метр Lгс, т/сут·м
5	Y_5	$q_{ж}$	удельный дебит жидкости на 1 метр $L_{ГС}$, т/сут·м
1	X_1	$h_{нн}$	эффективная нефтенасыщенная толщина, м.
2	X_2	k	k — проницаемость, м²
3	X_3	$k{\cdot}h$	k·h — проводимость пласта, м²·м
4	X_4	$(k{\cdot}h)/\mu$	гидропроводность пласта, м²·м/мПа·с
5	X_5	$L_{ГС}$	длина горизонтального участка

Таб. 2 — Искомые зависимые переменные Y и независимые переменные X

№	Зависимость		Вид зависимости	Уравнение (вид)	коэф. детерм., R2	Кол-во образцов
	Y	X				
1	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$K_{прод.ж} = 5{,}5787{\cdot}h_{нн}$	0,006	118
2	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_2 k	линейная	$K_{прод.ж} = 0{,}963{\cdot}k+11{,}748$	0,5569	118
3	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_3 k·h	линейная	$K_{прод.ж} = 0{,}038k{\cdot}h+36{,}032$	0,3317	118
4	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_4 $(k{\cdot}h)/\mu$	линейная	$K_{прод.ж} = 0{,}0827{\cdot}kh/m$	0,1422	118
5	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_5 $L_{ГС}$	степенная	$K_{прод.ж} = 0{,}0355{\cdot}L_{гс}^{1.0707}$	0,1643	118
6	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$Q_н = 10{,}305h+206{,}19$	0,0448	118
7	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_2 k	линейная	$Q_н = 1{,}8343k+208{,}76$	0,1895	118
8	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_3 k·h	линейная	$Q_н = 0{,}0327k{\cdot}h+16{,}346$	0,1213	92
9	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_4 $(k{\cdot}h)/\mu$	линейная	$Q_н = 0{,}0397kh/m+24{,}468$	0,0384	104
10	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_5 $L_{ГС}$	логариф.	$Q_н = 324{,}97ln(L_{гс})-1711{,}7$	0,285	118
11	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$Q_{ж} = 13{,}02h+291{,}22$	0,0394	118
12	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_2 k	линейная	$Q_{ж} = 2{,}4421k+289{,}54$	0,1851	118
13	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_3 k·h	линейная	$Q_{ж} = 0{,}725k{\cdot}h+359{,}86$	0,0624	118
14	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_4 $(k{\cdot}h)/\mu$	линейная	$Q_{ж} = 0{,}124k{\cdot}h/m+354{,}78$	0,0548	118
15	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_5 $L_{ГС}$	логариф.	$Q_{ж} = 374{,}52ln(L_{гс})-1910{,}7$	0,2087	118
16	Y_4 $q_{н.н.}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$q_н = 0{,}0057h+0{,}3514$	0,0248	96
17	Y_4 $q_{н.н.}$	X_2 k	линейная	$q_н = 0{,}0074k+0{,}2689$	0,2458	97
18	Y_4 $q_{н.н.}$	X_3 k·h	линейная	$q_н = 0{,}0006k{\cdot}h+0{,}3434$	0,1356	105
19	Y_4 $q_{н.н.}$	X_4 $(k{\cdot}h)/\mu$	линейная	$q_н = 0{,}0018k{\cdot}h/m+0{,}3212$	0,2076	103

Таб. 3 — Сводные результаты регрессионно-корреляционного анализа

Рис. 2 — Зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка для месторождений Ноябрьского региона

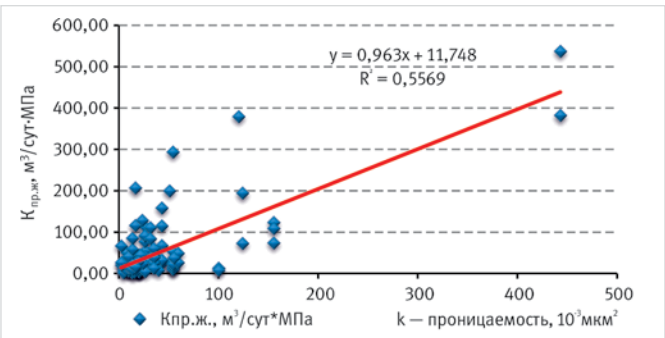


Рис. 3 — Зависимость Кпрод от проницаемости

Рис. 4 — Сопоставление фактического дебита скважины и расчетных значений дебитов по методикам S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и G. Giger

Аналогичный регрессионно-корреляционный анализ выполнен для каждой из сформированных групп, для пластов «А» получены следующие результаты, представленные на рис. 5–7.

Как видно из графиков, при высоких значениях коэффициента детерминации, количество образцов — пять единиц, по этому критерию статистическую выборку невозможно охарактеризовать достоверной. По аналогичному критерию для дальнейшего рассмотрения не приняты данные по группам пластов ПК и Ю.

Для пластов группы Б получены следующие результаты, представленные в таб. 4 и на рис. 8–10.

По результатам графоаналитического анализа можно сделать следующие выводы:

- зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка не выявлена, поскольку нельзя утверждать, что полученные уравнения регрессии — статистически надежны;
- теснота связи между дебитом по нефти, жидкости, удельными дебитами от длины ГС, коэффициентами продуктивности скважин от геолого-физических параметров не установлена;
- связь и закономерность фактических дебитов скважин с расчетными по аналитическим моделям не установлена.
- в результате выполнения регрессионно-корреляционного анализа зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка не выявлена, также теснота связи между дебитом по нефти, жидкости, удельными дебитами от длины ГС, коэффициентами продуктивности скважин от геолого-физических параметров не установлена, корреляции между фактическими дебитами скважин с рассчитанными по аналитическим моделям не установлена.

В этой связи работа по статистическому моделированию показателей эксплуатации ГС в различных геолого-физических условиях была переориентирована на исследование закономерностей динамики технологических параметров.

Как отмечено в работе [1] обоснование достоверности применения статистического моделирования выполнено многими исследователями. И вывод о том, что по большинству скважин, режим работы которых не нарушается частыми ремонтами, логарифм дебита нефти q_h изменяется по отношению к первоначальному q_0 пропорционально времени, то есть $ln\ g_h = ln\ q_0 - D_t$, был сделан в работах американских инженеров С. Била и Х. Льюиса [2–4].

Положение о том, что при разработке месторождений с закачкой воды падение дебита нефти происходит по экспоненциальному закону С. Била и Х. Льюиса, было

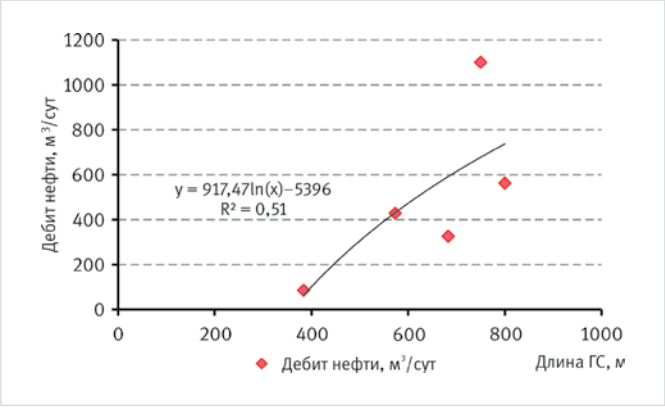


Рис. 5 — Зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка для скважин пластов группы «А»

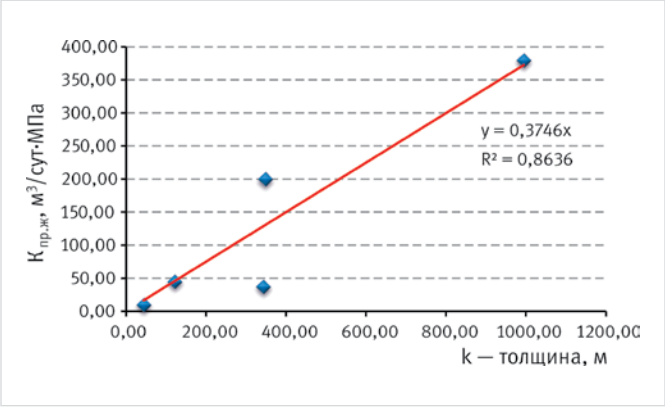


Рис. 6 — Зависимость дебита скважины от депрессии (аналог индикаторной диаграммы), скважин пластов группы «А»

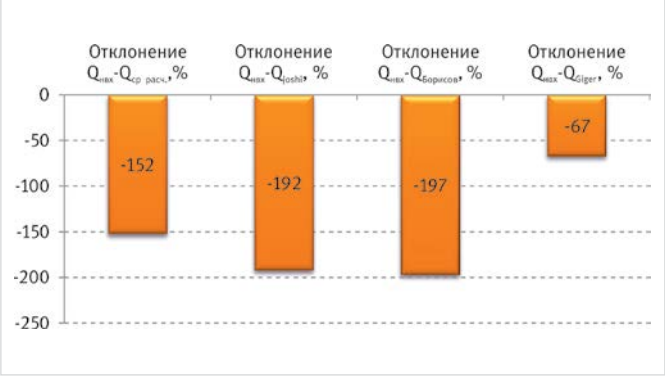


Рис. 7 — Сопоставление дебита скважины и расчетных значений дебитов по методикам S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и G. Giger, для ГС пластов группы «А»

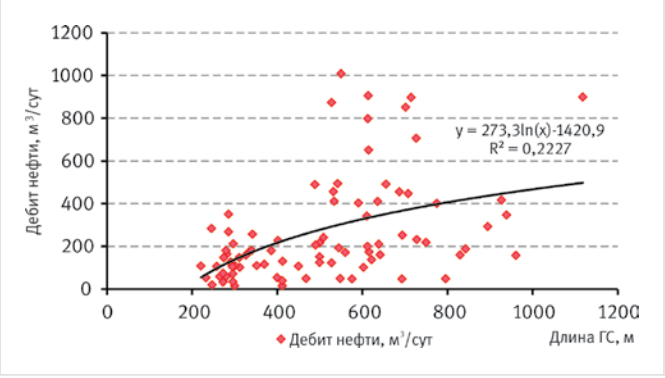


Рис. 8 —Зависимость дебита скважины от длины горизонтального участка для скважин пластов группы «Б»

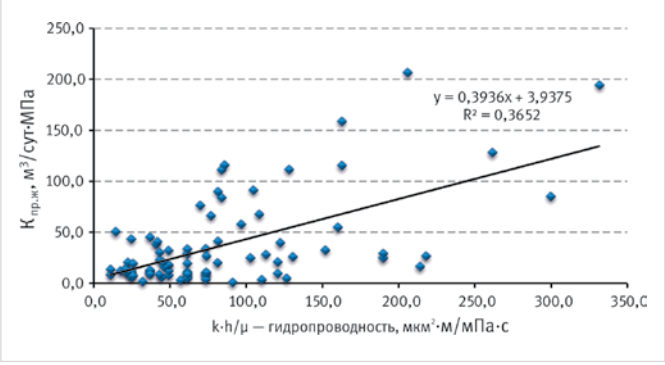


Рис. 9 — Зависимость коэффициента продуктивности от нефтенасыщенной толщины пласта, для скважин пластов группы «Б»

Рис. 10 — Сопоставление дебита скважины и расчетных значений дебитов по методикам S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и G. Giger, для ГС пластов группы «Б»

обосновано в работах Э.Б. Мухарского, В.Д. Лысенко [5] и И.Г. Пермякова [6], сделавших свои выводы на основе многочисленных данных по разработке нефтяных месторождений Урало-Поволжья (Башкортостан, Татарстан, Самарская и Саратовская области). [1]

В 1945 г. Дж. Арпс [7] подверг статистической обработке материал по большому числу скважин с начала прошлого века, в результате чего было установлено, что темп падения дебита нефти связан с его текущей величиной зависимостью вида:

$$-q'(t) = Kq^{c+1} \quad (1)$$

где K и c — неотрицательные постоянные.

Статистические зависимости подобные (1) широко применяются и в настоящее время при подсчете запасов УВС для «сланцевых» нефтяных месторождений, которые в основном разрабатываются с применением ГС и ГС с МГРП [8].

Как отмечено в работе [1], узловым моментом в изложенном является зависимость $q_H(t) = q_o e^{-Dt}$ поскольку остальные могут быть получены из нее стандартными математическими приемами. Основной задачей при ее использовании для определенного месторождения является определение таких параметров как q_o и D, которые настраиваются по данным истории работы эксплуатируемых или испытанных скважин.

Основные допущения в данных моделях: коэффициент продуктивности не меняется, как и радиус зоны дренирования, постоянное забойное давление, отсутствие частых, продолжительных ремонтов.

Результаты определения параметра падения дебита (D) по сформированным группам представлены в таб. 5.

Необходимость детального определения параметра D при практически сопоставимых начальных дебитах обусловлена значительным расхождением $Q_{нак}$ в конце расчетного периода, о чем свидетельствуют результаты расчета по группам при равных входных значениях дебита и времени работы.

Для оценки расхождения данных значений, примем за эталон период разработки в 8 лет, входной дебит 150 т/сут, дебит на конец периода — 2 т/сут. Результаты сопоставления относительно «эталонного» значения представлены в таб. 6 и на рис. 11.

На рис. 12 и 13 представлены показатели эксплуатации некоторых скважин генеральной совокупности ($R^2>0,9$) по группе «Б».

В результате регрессионно-корреляционного анализа была установлена эмпирическая зависимость динамики снижения дебита нефти по времени, которая соответствует классическому представлению. В качестве генеральной совокупности выбраны скважины с коэффициентом детерминации свыше 0,9, для групп ПК, А, Ю в дисперсию вошло не более 4 скважин в связи с чем, «параметр падения добычи» — D по данным группам не может быть принят как достоверный. В выборку по группе Б вошло 28 образцов, коэффициент корреляции в группе по параметру D составил 0,85, в этой связи для прогнозирования показателей эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием нижнемеловых отложений D принят 0,414, прогнозное время эксплуатации 96 мес. (8 лет).

Работа выполнена при поддержке РФФИ (№ 14-05-31503).

№	Зависимость		Вид зависимости	Уравнение (вид)	коэф. детерм., R2	Кол-во образцов
	Y	X				
1	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$K_{прод.ж} = 0,9984 \cdot h_{нн} + 30,104$	0,0139	86
2	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_2 k	линейная	$K_{прод.ж} = 1,0026 \cdot k + 11,667$	0,2707	86
3	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_3 $k \cdot h$	линейная	$K_{прод.ж} = 0,0999 \cdot k \cdot h + 24,624$	0,212	86
4	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_4 $(k \cdot h)/\mu$	линейная	$K_{прод.ж} = 0,3936 \cdot k \cdot h/\mu + 3,9375$	0,3652	84
5	Y_1 $K_{прод.нач}$	X_5 $L_{ГС}$	логариф.	$K_{прод.ж} = 30,674 \cdot \ln(L_{гс}) - 151,68$	0,0906	86
6	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$Q_н = 6,9845 \cdot h + 211,3$	0,0211	86
7	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_2 k	линейная	$Q_н = 10,271 \cdot k + 55,621$	0,1752	82
8	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_3 $k \cdot h$	линейная	$Q_н = 1,4787 \cdot k \cdot h + 87,821$	0,2111	83
9	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_4 $(k \cdot h)/\mu$	линейная	$Q_н = 1,2929 \cdot k \cdot h/\mu + 144,11$	0,1271	86
10	Y_2 $Q_{н.нач.}$	X_5 $L_{ГС}$	логариф.	$Q_н = 141,94 \ln(L_{ГС}) - 649,08$	0,224	63
11	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$Q_{ж} = 13,57h + 266,81$	0,0488	86
12	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_2 k	линейная	$Q_{ж} = 4,6605k + 251,8$	0,088	86
13	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_3 $k \cdot h$	линейная	$Q_{ж} = 1,7157k \cdot h + 157,78$	0,1715	86
14	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_4 $(k \cdot h)/\mu$	линейная	$Q_{ж} = 2,0899h/\mu + 179,92$	0,1974	84
15	Y_3 $Q_{ж.нач.}$	X_5 $L_{ГС}$	логариф.	$Q_{ж} = 0,6729LГС0,9649$	0,2129	86
21	Y_4 $q_{н.н.}$	X_1 $h_{нн}$	линейная	$q_н = 0,0036h + 0,4788$	0,0015	81
22	Y_4 $q_{н.н.}$	X_2 k	линейная	$q_н = 2,8322k - 0,4832$	0,2142	77
23	Y_4 $q_{н.н.}$	X_3 $k \cdot h$	линейная	$q_н = 0,0027kh + 0,201$	0,2619	83
24	Y_4 $q_{н.н.}$	X_4 $(k \cdot h)/\mu$	линейная	$q_н = 0,0019kh/\mu + 0,3338$	0,1086	84

Таб. 4 — Сводные результаты регрессионно-корреляционного анализа ГС группы пластов «Б»

№	Параметр	Группа пластов				Всего
		ПК	А	Б	Ю	
1	Количество скважин	18	5	86	8	117
2	Ср. R^2	0,794	0,742	0,839	0,832	0,775
3	Кол-во $R^2<0,7$	3	1	11	1	16
4	$D_{ср}$ Для скв $R^2<0,7$	0,0253	0,047	0,031	0,08	0,045825
5	Кол-во $0,7< R_2<0,8$	3	2	11	2	18
6	$D_{ср}$ Для скв $0,7< R_2<0,8$	0,0303	0,0305	0,035	0,013	0,0272
7	Кол-во $0,8< R_2<0,9$	8	1	36	2	47
8	$D_{ср}$ Для скв $0,8< R_2<0,9$	0,0411	0,03	0,0368	0,059	0,041725
9	Кол-во $0,9< R_2<1$	4	1	28	3	36
10	$D_{ср}$ Для скв $0,9< R_2<1$	0,0355	0,043	0,0414	0,065	0,046225
11	$Q_{н.вх.min}$	71,5	85	15	95	66,6
12	$Q_{н.вх.max}$	1180	1100	1008	523	952,8
13	$Q_{н.вх.ср.}$	346,8	502	257,8	255,9	340,6
14	T_{min}	60	68	40	16	46
15	T_{max}	104	102	126	65	99,25
16	$T_{ср.}$	79,2	87	86	51,25	75,9
17	K_{min}	39,5	51,5	2,3	35	32,08
18	K_{max}	443	120	124	100	196,75
19	$K_{ср}$	113	53,7	22,4	51,25	60,1
20	D_{min}	0,021	0,025	0,006	0,008	0,015
21	D_{max}	0,095	0,047	0,094	0,087	0,0808
22	$D_{ср}$	0,0354	0,0362	0,0373	0,0375	0,0366

Таб. 5 — Результаты определения коэффициента падения дебита

Параметр	$Q_{iпк}$,	Q_{iA},	$Q_{iБ}$,	$Q_{iЮ}$,	$Q_{iобщ}$,	$Q_{iэталон}$
$D_{ср}$ Для скв $0,9< R_2<1$	0,0355	0,043	0,0414	0,065	0,046	0,045
отклонение, %	21,1	4,4	8,0	-44,4	-2,7	100,0
дебит на 2месяц	144,8	143,7	143,9	140,6	143,3	143,4
отклонение, %	-1,0	-0,2	-0,4	2,0	0,1	100,0
дебита на 96 месяц	5,0	2,4	2,8	0,3	1,8	2,0
отклонение, %	-149,1	-21,2	-41,3	85,4	9,2	100,0
нак. добыча 96 месяцев, тыс.т.	108,3	90,6	94,0	60,1	84,9	86,8
отклонение, %	-24,8	-4,5	-8,3	30,7	2,1	100

Таб. 6 — Расчет коэффициента падения дебита

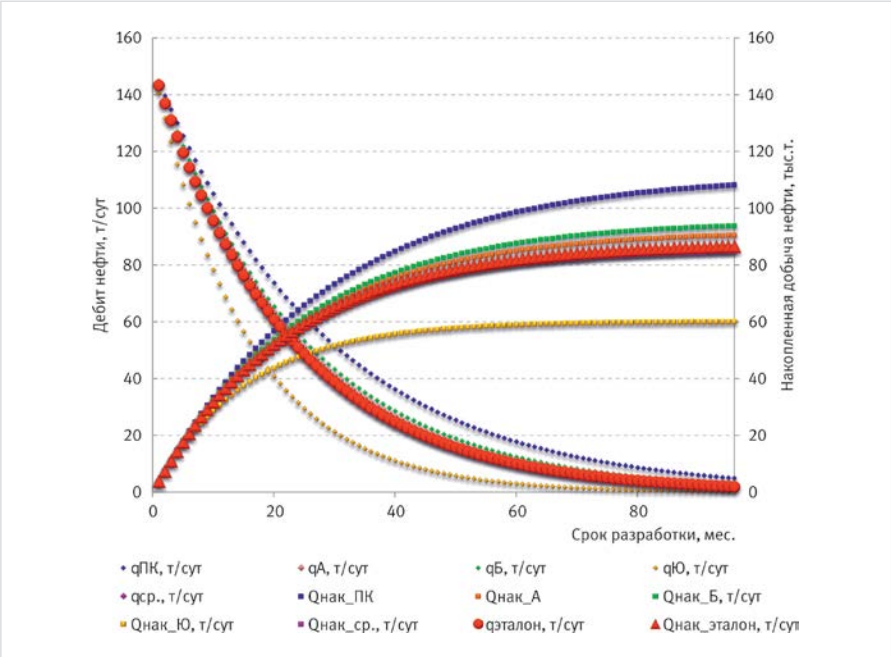


Рис. 11— Прогнозная динамика дебитов и накопленной добычи по группам пластов

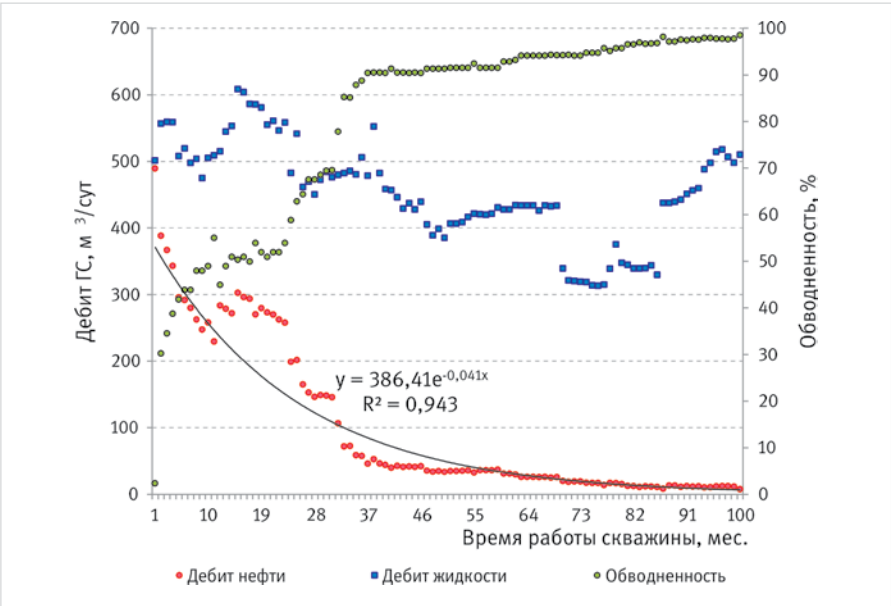


Рис. 12 — Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности. Скважина 428Г, пласт БС8, Западно-Ноябрьское месторождение

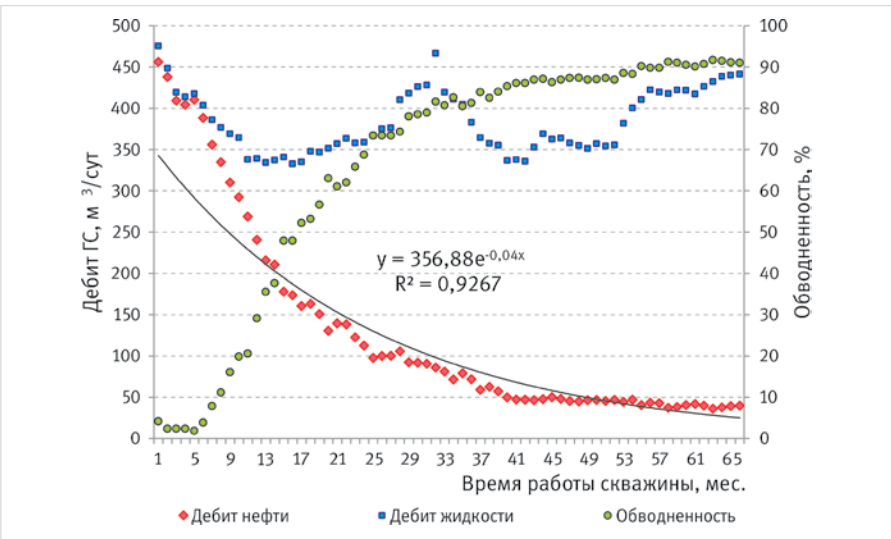


Рис. 13 — Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности. Скважина 368Г, пласт БС10, Спорышевское месторождение

Итоги

На основе систематизации показателей работы скважин с горизонтальным окончанием в различных геолого-физических условиях доказана возможность и достоверность использования для прогнозирования показателей разработки нижнемеловых отложений Сургутского и Вартовского сводов «универсального параметра падения дебита нефти» совместно с выявленным эмпирическим коэффициентом экспоненциальной зависимости.

Выводы

В результате выполнения работ сформированы предложения по повышению достоверности получаемых результатов, включающие:

1) использование аналитических моделей требует адаптации на фактические показатели скважин;
2) динамику технологических показателей необходимо дополнительно (помимо геолого-гидродинамических моделей) рассчитывать с применением аналитических моделей адаптированных на историю разработки;
3) прогнозирование дебита ГС и проектной динамики выполнять с учетом результатов фактических показателей.

На основе систематизации показателей работы скважин с горизонтальным окончанием в различных геолого-физических условиях доказана возможность и достоверность использования для прогнозирования показателей разработки нижнемеловых отложений Сургутского и Вартовского сводов «универсального параметра падения дебита нефти» совместно с выявленным эмпирическим коэффициентом экспоненциальной зависимости.

Список литературы

1. Медведский Р.И., Севастьянов А.А. Оценка извлекаемых запасов нефти и прогноз уровней добычи по промысловым данным. Тюмень: Недра, 2004. 192 с.
2. Бил К. Кривые падения производительности нефтяных скважин и их применение для оценки нефтеносных площадей. Bull. №117 Bureau of Mines, Вашингтон. 1919.
3. Бил К. и Льюис Дж. Некоторые новые методы определения производительности нефтеносных участков. Amer. Inst. Mining Eng. Bull. №194, 1918.
4. Бил К. и Льюис Дж. Некоторые факторы производительности нефтяных скважин. Bull. №194 Bureau of Mines, Вашингтон. 1921.
5. Лысенко В.Д. Теория разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1993. 312 с.
6. Пермяков И.Г. Экспресс-метод расчета технологических показателей разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1975. 128 с.
7. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. 1945. pp. 228–247.
8. Шандрыгин А.Н. Методики и особенности подсчета запасов нетрадиционных коллекторов. Техническая конференция SPE «Актуальные подходы при подсчете запасов и оценке ресурсов». Тюмень, 2015. 29 с.

UDC 622.691

Results of statistical modeling of parameters of operation of horizontal wells

Authors:
Alexander S. Samoylov — Ph.D., senior[1]; research engineer of "Achimov deposits development section"[2]; assamoilov@mail.ru
Sergey M. Shatskikh — chief engineer[3]
Vladimir V. Zhuravlev — chief of technological department of work of the intra borehole equipment[4]; Zhuravlev.VVi@tomsk.gazprom-neft.ru

[1]Tyumen State Oil and Gas University, Tyumen, Russian Federation
[2]TymenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation
[3]LLC "Gazprom Neft supply", Tyumen, Russian Federation
[4]LLC Gazpromneft Vostok, Tomsk, Russian Federation

Abstract
In present day the residual taken stocks of the LLC Gazpromneft-Noyabrskneftegaz company make more than 300 million t. of oil from them in the category ABC1 about 80%, in subgroups – "drilled reserves" and "not drilled reserves" 60% and 40% respectively. At structurization of subgroup the "drilled reserves" allocated stocks under the operating and idling well stock correspond as 50/50, thus in subgroup idle total stocks under emergency fund and flooded about 70% that makes a little more than 50 million t. the residual taken stocks.
It should be noted that maintenance of oil production levels on fields with high value of development of the initial taken stocks and high water content is generally provided by specific work with well stock. In this regard the systematized base of technical and technological parameters of the horizontal wells (HW) for determination of the following parameters is developed:

- dependences of an output of HW on length for certain geological and physical conditions:
- dependences of an output of HW on geological and physical parameters, such as permeability, layer thickness, hydraulic conductivity of layer;
- convergence of the actual indicators of work of HW with analytical models.

Materials and methods
One of the main criteria of efficiency of the used technologies is monitoring of dynamics of technological indicators of development with use of such tools as, hydrodynamic modeling, graphic-analytical methods, the regression and correlation analysis, analytical modeling.

Results
On the basis of systematization of indicators of work of horizontal wells in various geological and physical conditions opportunity and reliability of use for forecasting of indicators of development the Lower Cretaceous deposits of the Surgut's and Vartovsk's arches of "the universal parameter of falling of an output of oil" together with the revealed empirical coefficient of exponential dependence is proved.

Conclusions
As a result of performance of work are created the offers on increase of reliability of the received results including:

1) use of analytical models demands adaptation on the actual indicators of wells;
2) it is necessary for the loudspeaker of technological indicators in addition (besides geological and hydrodynamic models) to count with application of the analytical models adapted on development history;
3) to carry out forecasting of an output of HW and design dynamics taking into account results of the actual indicators.

On the basis of systematization of indicators of work of wells with the horizontal termination in various geological and physical conditions opportunity and reliability of use for forecasting of indicators of development the lower mel of deposits of the Surgut's and Vartovsk's arches of "the universal parameter of falling of an output of oil" together with the revealed empirical coefficient of exponential dependence is proved.

Keywords
horizontal well, water content, oil output, well stock, statistical modeling, analytical modeling, forecasting of technological indicators

References

1. Medvedskiy R.I., Sevast'yanov A.A. *Otsenka izvlekaemykh zapasov nefti i prognoz urovney dobychi po promyslovym dannym* [Estimation on oil recovery and exploitation rate by field data].Tyumen: *Nedra*, 2004, 192 p.
2. Bil K. *Krivye padeniya proizvoditel'nosti neftyanykh skvazhin i ikh primenenie dlya otsenki neftenosnykh ploshchadey* [Decline curve of oil production wells and its application to oil field estimation]. Bull. №117 Bureau of Mines, Washington, 1919.
3. Bil K. i L'yuis Dzh. *Nekotorye novye metody opredeleniya proizvoditel'nosti neftenosnykh uchastkov* [Some new methods to estimate production of oil area]. Amer. Inst. Mining Eng. Bull. №194, 1918.
4. Bil K. i L'yuis Dzh. *Nekotorye faktory proizvoditel'nosti neftyanykh skvazhin* [Some capacity factors of oil wells]. Bull. №194 Bureau of Mines, Washington, 1921.
5. Lysenko V.D. *Teoriya razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Theory on oil fields development]. Moscow: *Nedra*, 1993, 312 p.
6. Permyakov I.G. *Ekspress-metod rascheta tekhnologicheskikh pokazateley razrabotki neftyanykh mestorozhdeniy* [Express method of calculation technological parameters the oil field development]. Moscow: *Nedra*, 1975. 128 p.
7. Arps J.J. Analysis of Decline Curves // Trans. AIME. 1945. pp. 228–247.
8. Shandrygin A.N. *Metodiki i osobennosti podscheta zapasov netraditsionnykh kollektorov* [Methods of calculating the reserves and characteristics of unconventional reservoirs]. Technical conference SPE "Current approaches to the calculation of reserves and evaluation of hydrocarbon resources". Tyumen, 2015, 29 p.

УДК 622.691

Предложения по расчету процесса самозадавливания скважин конденсационной водой

Ю.П. Пеливанов
заведующий лабораторией[1]
pelivanovjp@tngg.ru

З.Б. Ланец
координатор международных научных программ[2]
laneczb@tngg.ru

[1]ООО «ТюменНИИгипрогаз», Тюмень, Россия
[2]Тюменский Государственный Университет, Тюмень, Россия

Перспективы развития газодобывающей отрасли связаны с дальнейшей рациональной разработкой месторождений природного газа севера Западной Сибири, где в настоящее время добывается порядка 80% российского газа. В условиях низких дебитов газа, обуславливаемых малым значением скорости потока в стволе скважины, происходит накопление в скважинах конденсационной воды.

Большое количество работ посвящено определению оптимальных технологических режимов работы газовых и газоконденсатных скважин на поздней стадии разработки в условиях водопроявления. К примеру, в работе [1] исследователи акцентируют внимание на обеспечении бесперебойной эксплуатации скважин на поздней стадии разработки при активном водопроявлении, что весьма актуально при общеизвестном факте сезонной неравномерности выработки запасов [2]. Следует отметить исследования, направленные на изучение влияния песчаной пробки на производительность скважин, к примеру, в работе [3].

В рамках текущей работы авторами была поставлена задача проанализировать процессы аккумуляции жидкости в стволе скважины и произвести расчет потребного времени для «задавливания». Исходя из полученного значения, определяется интервал между операциями по продувке скважин.

Накопление жидкости обусловлено двумя факторами: конденсацией воды в стволе скважины, а также подтягиванием подошвенных вод, в том числе и по причине негерметичности заколонного цементного камня.

Необходимо отметить, что согласно результатам гидрохимического анализа, жидкость в скважинах Медвежьего месторождения относится преимущественно к конденсационной воде (около 80% от общего количества исследований). Смесь конденсационной и пластовой воды отмечается в 10% случаев, что говорит о подтягивании подошвенной воды к забоям скважин. Доля пластовой и техногенной жидкости относительно невелика.

Основываясь на проведенном нами анализе данных технологических режимов и газодинамических исследований скважин, были выявлены основные факторы, обуславливающие снижение дебитов скважин ниже критических значений и являющихся причиной самозадавливания [4].

Эти факторы можно подразделить на три основные группы:

- ограничение дебита по геолого-технологическим причинам: вынос песка и превышение максимально-допустимой депрессии на пласт;
- ограничение дебита по причине интенсивного притока подошвенной воды;
- недостаточная скорость потока газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) вследствие низких продуктивных характеристик скважин (низкодебитные скважины).

Для восстановления стабильной работы скважины на практике обычно применяют как дорогостоящие технологии (оборудование скважины концентрическими лифтовыми колоннами, закачка сухого газа, водо-изоляционные работы и крепление призабойной зоны пласта, замена секций НКТ), так и менее затратные (применение поверхностно-активных веществ, периодические продувки).

Для восстановления добычных возможностей скважин, наибольшее распространение на сегодняшний момент получила процедура продувки скважин. Периодичность продувок может варьироваться от 3 до

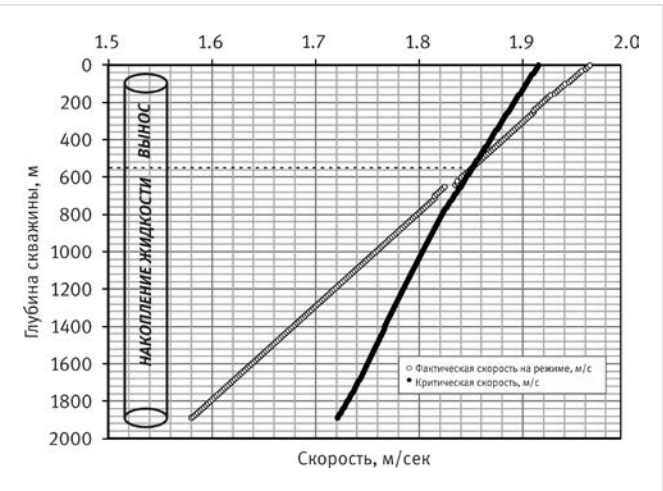


Рис. 1 — Пример сопоставления фактической и критической скорости для определения интервала осаждения жидкости

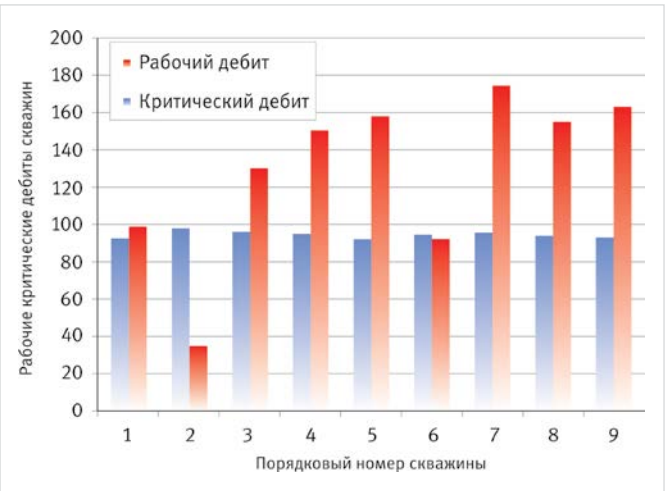


Рис. 2 — Сопоставление рабочих и критических дебитов работы скважин

Относительная глубина, м	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	...	1960
Фактическая скорость потока, м/с	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,02	1,03	1,03	...	0,91
Критическая скорость потока, м/с	2,01	2,01	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	2,00	1,99	1,99	...	1,83
Разница фактической и критической скоростей, м/с	-0,99	-0,99	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,98	-0,97	-0,97	-0,97	-0,97	...	-0,92

Таб. 1 — Сравнение фактической и критической скоростей потока

По мере накопления столба жидкости на забое скважины увеличивается гидростатическое давление, препятствующее потоку газа, что приводит к самопроизвольной остановке скважины — самозадавливанию.

Материалы и методы
Исходя из авторской модели расчета критической скорости, произведено сопоставление фактической скорости потока газа с критической скоростью газа. Путем получения разности влагосодержания на забое и в точке достижения условий по выносу жидкости определяется объем конденсационной жидкости. Зная приведенные выше величины, определяется время, за которое конденсационная жидкость формирует столб, препятствующий работе скважины и способствующий её задавливанию.

Ключевые слова
самозадавливающиеся скважины, программа продувок, аккумуляция жидкости, конденсационная вода, критическая скорость потока, вынос жидкости

30 дней в зависимости от интенсивности накопления скважинной жидкости.

На начальном этапе работы было установлено, что необходимым условием для извлечения движимой в стволе скважины жидкости будет являться превышение скорости газового потока над скоростью, при которой достигается момент равновесия системы (критическая скорость). Критическая скорость является показателем момента равновесия системы, при котором частицы жидкости будут находиться во взвешенном состоянии. Таким образом, критическая скорость газа V_G — это такая скорость, при которой скорость частицы жидкости V_d=0.

Исходя из авторской модели расчета критической скорости [5], было произведено сопоставление фактической скорости потока газа с критической скоростью газа. Для этого был использован модуль Detailed Pressure Traverse программного продукта VFPi (Schlumberger), посредством которого были рассчитаны искомые параметры при рабочих условиях скважины с учетом данных о режиме работы после её продувки.

Помимо использования продукта VFPi (Schlumberger), существует достаточно много корреляций многофазного течения, позволяющих провести потребные расчеты. В частности в работах авторов Lopes, J.C.B and Dukler, A.E., Aziz, K., Duns, H.Jr. and Ros, N.C.J., Taitel, Y.M., Barnea, D. и др. описаны способы расчетов градиента давления для различных условий течения флюида.

После сопоставления искомых скоростей по всей длине НКТ анализируемой скважины определяется интервал, в котором отсутствуют условия для выноса жидкости (рис. 1).

Затем производился расчет влагосодержания газа [6] для определения объема сконденсировавшейся жидкости в зоне, неудовлетворяющей условиям выноса. Объем конденсационной жидкости, выпадающей в стволе скважины, определялся путем получения разности влагосодержания на забое и в точке достижения условий по выносу жидкости.

Таким образом, зная рабочий дебит скважины, можно определить время, за которое конденсационная жидкость сформирует столб, препятствующий работе скважины и способствующий её задавливанию.

В качестве примера расчета необходимого интервала «продувок» была рассмотрена выборка скважин действующего газоконденсатного месторождения. При сопоставлении рабочих и критических дебитов были выявлены две скважины, на которых возможно самозадавливание. Как видно из рис. 2, на скважинах 2 и 6 рабочий дебит не превышает критический, что позволило сделать вывод о возможном накоплении жидкости в стволе этих скважин. В данной работе будет рассмотрен пример расчета потребного времени продувок на скважине № 6.

С целью получения количественной характеристики накапливающейся жидкости, ствол скважины был условно поделен на десятиметровые интервалы. В дальнейшем было произведено сравнение фактической и критической скоростей потока в каждом из этих интервалов с целью определения мест выпадения жидкой фазы (таб. 1). Используя значения влагосодержания по длине ствола, полученного с помощью модуля Detailed Pressure Traverse (таб. 2) программного

Относительная глубина, м	Абсолютная глубина, м	Давление, бар	Температура флюида, С	Скор. жидкости, м/с	Скорость газа, м/с	ρ жидкости, кг/м³	ρ газа, кг/м³
0	0	100,20	15,70	0,001	1,02	762,11	83,96
10	10	100,30	15,80	0,001	1,02	761,97	84,00
20	20	100,40	15,90	0,001	1,02	761,82	84,04
30	30	100,50	16,10	0,001	1,02	761,67	84,07
40	40	100,70	16,20	0,001	1,02	761,52	84,11
50	50	100,80	16,40	0,001	1,02	761,37	84,14
60	60	100,90	16,50	0,001	1,02	761,22	84,18
70	70	101,00	16,60	0,001	1,02	761,07	84,21
80	80	101,10	16,80	0,001	1,02	760,93	84,25
90	90	101,20	16,90	0,001	1,03	760,78	84,29
100	100	101,30	17,00	0,001	1,03	760,63	84,32
110	110	101,50	17,20	0,001	1,03	760,48	84,36
120	120	101,60	17,30	0,001	1,03	760,33	84,40
130	130	101,70	17,40	0,001	1,03	760,18	84,43
140	140	101,80	17,60	0,001	1,03	760,03	84,47
150	150	101,90	17,70	0,001	1,03	759,88	84,51
160	160	102,00	17,80	0,001	1,03	759,73	84,54
170	170	102,20	18,00	0,001	1,03	759,58	84,58
180	180	102,30	18,10	0,001	1,03	759,43	84,62
190	190	102,40	18,20	0,001	1,04	759,28	84,66
200	200	102,50	18,40	0,001	1,04	759,13	84,69
210	210	102,60	18,50	0,001	1,04	759,98	84,73
...	...	...	...	...	...	...	...
1960	1558,7	116,30	42,10	0,002	0,907	738,98	84,78

Таб. 2 — Расчетные показатели, полученные при помощи Detailed Pressure Traverse

продукта VFPi (Schlumberger), и зная зоны выпадения жидкости, было определено совокупное количество жидкости, выпадающее в скважине на каждую тыс. м³ добытого газа. Далее, используя значение дебита, был рассчитан суточный показатель накопления жидкой фазы в стволе скважины.

Оперируя суточным значением накопления жидкости в стволе скважины, а также глубинами искусственного забоя и интервала перфорации, было рассчитано время заполнения жидкостью скважины до перфорационных отверстий. Для расчёта объема жидкости, необходимого для заполнения зумпфа, использовалась формула 1:

$$V_{жидк} = \pi \times r^2 \times h \qquad (1)$$

Так, по результатам расчетов, суточный объем жидкости, выпадающей в скважине, составил 0,073 м³, а объем зумпфа насчитывал 0,137 м³. Таким образом, путем деления объема скважины на скорость накопления жидкости можно получить время заполнения зумпфа в сутках (формула 2). В нашем случае время заполнения зумпфа составило 1,9 суток.

$$t_{накопл.} = V_{скв.}/V_{накопл/сут.} \qquad (2)$$

В дальнейшем было необходимо получить время заполнения жидкостью самого интервала перфорации, что потребовало изменения методики расчетов. Вследствие изменения продуктивной характеристики скважины по мере аккумуляции конденсационной жидкости уменьшается параметр $h_{эфф}$, что, в свою очередь, сказывается на интенсивности процесса самозадавливания ввиду уменьшения расхода газа и, соответственно, расхода жидкости.

Было решено разделить интервал перфорации на равные участки, в нашем случае по 1,3 м таким образом, чтобы при заполнении жидкостью каждого из них, можно было учесть изменения перепада давления от влияния столба жидкости (рис. 3).

Как уже отмечалось ранее, с изменением депрессии на пласт, вследствие аккумуляции жидкости, изменяется и расход газа. Для того, чтобы учесть эту особенность, для пересчета дебита использовалась формула 3:

$$Q = (\sqrt{a^2 + 4b(P_{пл}^2 - P_{заб}^2)} - a)/2b \qquad (3)$$

Для определения фильтрационных коэффициентов a и b, необходимых для пересчета дебитов, была построена индикаторная прямая по результатам испытания скважины № 6 (рис. 4).

Результаты расчетов для всего интервала перфорации приведены в таб. 3.

Таким образом, из результатов расчета видно, что для полного перекрытия интервала перфорации жидкостью потребуется 48 часов или 2 суток. Суммируя данный результат с расчетом времени, необходимого для заполнения жидкостью зумпфа (1,9 суток), получается, что расчетное время между продувками составит приблизительно 4 суток.

В дальнейшем, для упрощения представленной процедуры возможно создание программного продукта по представленному алгоритму (рис. 5).

Итоги

В рамках текущей работы авторами, на примере самозадавливающейся скважины, был произведен анализ процессов аккумуляции жидкости в стволе скважины, а также рассчитано потребное время для её «задавливания». Исходя из полученного значения, был определен интервал между операциями по продувке скважины.

Выводы

Использование представленной методики поможет более точно сформировать график продувок самозадавливающихся скважин, тем самым снижая время и затраты на определение скважины-кандидата и последующий период определения цикла задавливания.

Также важно отметить, что, как видно из методики, для расчетов пригодны скважины,

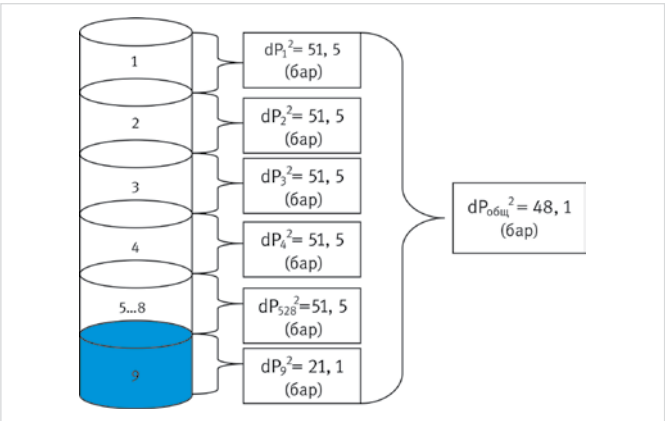


Рис. 3 — Разбиение интервала перфорации на равные участки с целью определения изменения депрессии при накоплении жидкости

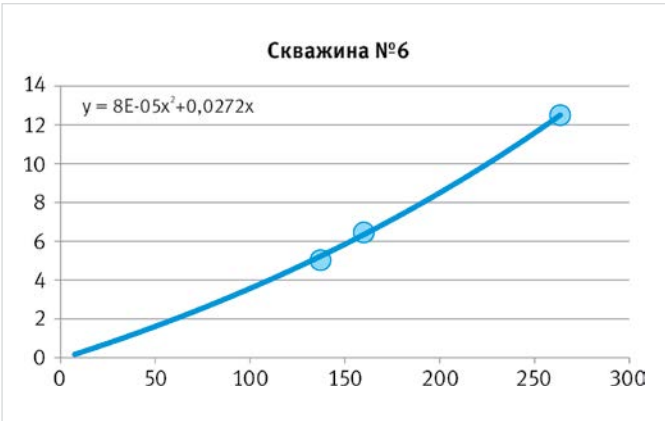


Рис. 4 — Индикаторная кривая скважины № 6

Пласт	№ участка, ед.	h участка, м	dP² МПа²	V цилиндра, м³	V накопления, м³/сут	Q газа, м³/сут	t накопления, час
$П_{К9-0}$ + $ПК_9$	0	17,5	51,5	0,109	–	137,2	–
$ПК_{9-0}$	1	1,3	48,1	0,008	0,073	134,3	2,64
		1,3	42,4	0,008	0,072	126,1	2,70
Непроницаемые породы	3	5,6	40,1	0,035	0,066	122,6	12,75
$ПК_9$	4	1,3	36,7	0,008	0,067	117,3	2,88
	5	1,3	31,0	0,008	0,063	107,7	3,09
	6	1,3	25,2	0,008	0,058	97,3	3,37
	7	1,3	19,5	0.008	0,052	85,5	3,73
	8	1,3	13,8	0,008	0,046	71,9	4,24
	9	1,3	8,1	0,008	0,038	55,0	5,04
	10	1,5	5,7	0,009	0,029	46,3	7,61

Таб. 3 — Результаты расчетов

Рис. 5 — Алгоритм расчета программы продувки скважины

подверженные задавливанию только конденсационной водой. Это связано с трудностью прогноза циклов задавливания в случае присутствия в составе продукции скважины жидкости другого генезиса. Кроме того, для получения более точных результатов расчёта необходимо определение положения газожидкостных контактов по результатам влагометрии и манометрии при проведении ГИС-контроля.

Список литературы

1. Облеков Г.И., Маслов В.Н., Гордеев В.Н., Чупова И.М. Установление технологических режимов, обеспечивающих бесперебойную эксплуатацию скважин на поздней стадии разработки при активном водопроявлении // Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. М.: ИРЦ Газпром, 2000. № 1. С. 28–33.
2. Маслов В.Н. Эксплуатация газовых месторождений на поздней стадии разработки в условиях сезонной неравномерности добычи газа // Наука и техника в газовой промышленности. М.: ИРЦ Газпром, 2007. №2.
3. Морозов И.С., Ахмедсафин С.К. Анализ существующих решений влияния песчаной пробки на производительность скважин // Территория нефтегаз. 2011. № 2. С. 28–30.
4. Епрынцев А. С., Кротов П. С., Нурмакин А. В., Киселев А. Н. Проблемы эксплуатации самозадавливающихся скважин и пути их решения на Медвежьем НГКМ. Инновационные технологии для нефтегазового комплекса: сборник научных трудов под ред. В. П. Овчинникова. Тюмень, 2010. С 199–204.
5. Пеливанов Ю. П., Токарев Д. К., Фатеев Д. Г. Способ эксплуатации газоконденсатной скважины, обеспечивающий сокращение потерь ретроградного конденсата и предотвращения его аккумулирования в стволе скважины. Сборник научных трудов. Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2013. С. 230–235.
6. Пеливанов Ю. П., Епрынцев А. С., Маслаков П. С., Нурмакин А. В. Методика оценки объема конденсационной воды, выделяющейся в стволах газовых скважин // Наука и ТЭК. 2011. № 5. С. 61–63.

Proposals for calculation of wells' blowdown process in the liquid loading wells

UDC 622.691

Authors:
Yury P. Pelivanov — laboratory head[1]; pelivanovjp@tngg.ru
Zakhar B. Lanets — international scientific programs coordinator[2]; laneczb@tngg.ru

[1]TyumenNIIgiprogaz LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]Tyumen State University, Tyumen , Russian Federation

Abstract

The prospects of the Russian gas industry is closely related to further rational development of natural gas fields of the north of West Siberian, where more than 80% of Russian gas is currently produced. Accumulation of condensation water takes place in wells with low gas flow rates due to low flow velocity in boreholes. Hydrostatic pressure increases with accumulation of the liquid at the well bottomhole and prevents gas flow. Finally it leads to the stalling of the well.

Materials and methods

Using the author's calculation model for gas critical velocity the actual gas flow velocity is compared with the critical gas velocity. The volume of the condensate fluid is determined by the delta between moisture content at the bottomhole and at the fluid lifting point. With the above mentioned values one can determine time the condensate fluid makes a column preventing well operation.

Results

In the paper the authors analyzed fluid accumulation processes in the wellbore of a liquid-loading well and calculated stalling time. The interval between the operations on well blowdown is received based on the obtained value.

Conclusions

The proposed method helps more accurate planning of well blowdown schedule for liquid-loading wells, reducing time and costs for well candidate selection and further period for determining liquid-loading cycle.

It is important to note that only wells subjected to liquid-loading with condensate water are suitable for the method. It is difficult to predict liquid-loading cycles with other fluid types in wells. For more accurate calculation results it is also important to determine the position of gas-liquid contacts by water-cut log and pressure measurements while logging – control.

Keywords

liquid loading, blowdown program, liquid accumulation, condensation water, critical flow velocity, liquid outflow

References

1. Oblekov G.I., Maslov V.N., Gordeev V.N., Chupova I.M. *Ustanovlenie tekhnologicheskikh rezhimov, obespechivayushchikh bespereboynuyu ekspluatatsiyu skvazhin na pozdney stadii razrabotki pri aktivnom vodoproyavlenii* [Set up of well process modes ensuring failure-free operation of wells with high water ingress of mature fields]. Geology, drilling, gas and gas-condensate fields development and operation. Moscow: *IRC Gazprom*, 2000, issue 1, pp. 28–33.
2. Maslov V.N. *Ekspluatatsiya gazovykh mestorozhdeniy na pozdney stadii razrabotki v usloviyakh sezonnoy neravnomernosti dobychi gaza* [Operation of gas fields at the mature development stage with regard to seasonal unbalanced gas production]. Science and technology in gas industry. Moscow: *IRC Gazprom*, 2007, issue 2.
3. Morozov I.S., Akhmedsafin S.K. *Analiz sushchestvuyushchikh resheniy vliyaniya peschanoy probki na proizvoditel'nost' skvazhin* [Analysis of the current information on the influence of sand plugs on the wells productive capacity]. *Territoriya neftegaz,* 2011, issue 2, pp. 28–30.
4. Epryntsev A. S., Krotov P. S., Nurmakin A. V., Kiselev A. N. *Problemy ekspluatatsii samozadavlivayushchikhsya skvazhin i puti ikh resheniya na Medvezh'em NGKM* [The issues of self-killing wells operation and solutions at the Medvezhie oil and gas condensate field]. Innovation technologies for oil and gas complex, ed. by V.P. Ovchinnikov. Proceedings. Tyumen, 2010, pp. 199–204.
5. Pelivanov Yu. P., Tokarev D. K., Fateev D. G. *Sposob ekspluatatsii gazokondensatnoy skvazhiny, obespechivayushchiy sokrashchenie poter' retrogradnogo kondensata i predotvrashcheniya ego akkumulirovaniya v stvole skvazhiny* [Operation of a gas-condensate well ensuring reduction of retrograde condensate losses and preventing its accumulation in a well bore]. TyumenNIIgiprogaz Proceedings. Ed. by V.N. Maslov. Tyumen, 2013. pp. 230–235.
6. Pelivanov Yu. P., Epryntsev A. S., Maslakov P. S., Nurmakin A. V. *Metodika otsenki ob"ema kondensatsionnoy vody, vydelyayushcheysya v stvolakh gazovykh skvazhin* [Assessment of condensate water volume in boreholes of gas wells]. *Nauka i TEK*, 2011, issue 5, pp. 61–63.

УДК 622.691

Основные направления исследований вопроса извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского месторождения

В.З. Баишев
к.т.н., заместитель директора по научной работе
VBaishev@vunipigaz.ru

М.Р. Назыров
к.т.н., зав. лабораторией
MNazirov@vunipigaz.ru

ООО «ВолгоУралНИПИгаз», Оренбург, Россия

В статье последовательно рассмотрены возникающие в процессе разработки месторождения проблемы, принятые и применяемые на разных стадиях разработки и изученности месторождения технические решения, приведен анализ текущего состояния разработки и сырьевого потенциала центральной части основной залежи Оренбургского месторождения.

Материалы и методы
Анализ состояния разработки и сырьевого потенциала центральной части основной залежи Оренбургского месторождения.

Ключевые слова
извлечение углеводородного сырья, газ, конденсат, нефтяная оторочка, высокомолекулярное сырье, поздняя стадия разработки

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) открыто в 1966 г. В 1974 г. для промышленного освоения этого уникального месторождения введен в эксплуатацию крупнейший в мире газохимический комплекс по добыче и переработке содержащего сероводород и гелий газоконденсатного сырья.

Первоочередной задачей в начальный период промышленного освоения месторождения являлось обеспечение загрузки последовательно вводимых в эксплуатацию производственных мощностей газохимического комплекса и устойчивых экспортных поставок газа в газопровод «Союз». Эта задача решалась интенсивным разбуриванием основной газоконденсатной залежи ОНГКМ сеткой вертикальных скважин и массированным проведением в скважинах кислотных обработок, что позволило в 1979–85 гг. обеспечить проектную добычу газа на уровне 45–48 млрд м^3 в год. (рис. 1).

Такой стремительный выход на проектный уровень добычи газа во многом был обусловлен бурением порядка 400 скважин с открытым (необсаженным эксплуатационной колонной) стволом. Скважины вскрывали до 90% газоносной толщи основной залежи (скважины для снижения риска обводнения заканчивали бурением на 40–50 м выше отметки газонефтяного контакта) и в силу совершенного характера и высокой степени вскрытия обеспечивали высокие рабочие дебиты по газу. В центральной части месторождения на начальном этапе разработки дебит скважин по газу составлял около 1 млн м^3/сут.

В первые же годы разработки в продукции ряда скважин появилась вода. Темпы обводнения скважин и динамика годовых объемов выноса воды указывали на прогрессирующий характер обводнения прежде всего центральной части основной залежи ОНГКМ. На рис. 2 приведено распределение накопленных отборов воды по скважинам основной залежи ОНГКМ.

В то время в представлениях о механизме обводнения доминировала гипотеза о пластовом характере продвижения воды по выходящим в водонапорную систему высокопроницаемым коллекторам. Поэтому для контроля за разработкой и регулирования процесса обводнения залежи продуктивная карбонатная толща условно была разделена на три геологических объекта, а конструкция скважин для дальнейшего разбуривания принята закрытой. Переход на бурение скважин с обсаженной колонной привел к снижению продуктивности вновь вводимых в эксплуатацию скважин. Дальнейшее разбуривание основной залежи ОНГКМ вертикальными скважинами ограничивалось наличием значительных по площади природоохранных зон в пойме реки Урал и участков, занятых населенными пунктами, автомобильными и железнодорожными магистралями и другими объектами.

Сочетание приведенных выше факторов обусловило непродолжительный (6 лет) период постоянной добычи газа.

Увеличение проводимых кислотных обработок в скважинах не привело к стабилизации добычи газа, так как эффективность от проведения последующих вторых, третьих и даже четвертых обработок снижалась, а нередко такие обработки приводили к отрицательному результату — прогрессирующему обводнению скважин.

В дальнейшем на месторождении было выявлено наличие зон вертикальной трещиноватости и тектонических нарушений. Это позволило пересмотреть концепцию механизма обводнения основной залежи, в соответствии с которой вода в залежь поступает

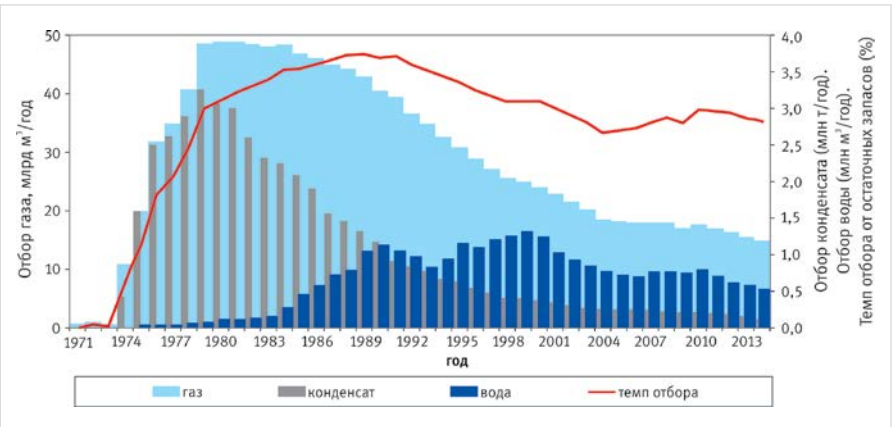


Рис. 1 — Показатели разработки основной газоконденсатной залежи ОНГКМ

преимущественно по зонам вертикальной трещиноватости, кавернам, тектоническим нарушениям с последующим растеканием по высокопроницаемым пропласткам к забоям скважин. Поступающая по трещинам в отрабатываемую продуктивную толщу вода затрудняет, а частично и блокирует фильтрацию газа из поровой матрицы, что подтверждено снижением дренируемых запасов газа на многих участках центральной части основной залежи ОНГКМ.

Пересмотр концепции обводнения залежи не привел к возврату на бурение вертикальных скважин с открытым стволом, так как к тому времени практически все доступные для бурения участки (с учетом экологических ограничений) были разбурены. Начавшийся в 1986 г. период падающей добычи газа сопровождался ежегодным снижением добычи газа в среднем на 1,5 млрд м^3. (рис. 1)

Такие темпы снижения добычи газа обусловлены, прежде всего, тем, что в условиях прогрессирующего обводнения залежи (в основном в центральной части) с падением пластового давления ухудшались условия для выноса пластовой воды с забоев скважин на поверхность. Замена насосно-компрессорных труб в скважинах на меньший диаметр для обеспечения условий выноса жидкости с забоя неэффективна из-за низкой успешности освоения скважин после капитального ремонта. Простой перевод скважин на верхнюю низкопроницаемую часть продуктивного разреза отсечением обводненных нижних интервалов не обеспечивает дальнейшую рентабельную эксплуатацию (из-за крайне низкой продуктивности) на большинстве участков центральной части ОНГКМ.

В период интенсивного обводнения скважин на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) в центральной части залежи была проведена реконструкция технологического оборудования и внедрена система сбора продукции обводненных скважин в отдельную низконапорную технологичную линию. Это позволило на некоторый период улучшить работу обводненных скважин, но с общим снижением пластового давления в центральной части залежи тот эффект был практически исчерпан.

Остановка обводненных скважин, а также низкие темпы отработки запасов газа на участках массового обводнения привели к формированию слабодренируемых зон в центральной части основной залежи.

Для сокращения темпов снижения добычи газа на Оренбургском месторождении были выбраны и внедрены известные, но еще не получившие в то время широкое распространение технологии бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов.

Бурение горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ осуществляется с 1990 г. Применение технологии бурения горизонтальных скважин направлено на решение задач по расширению площади разбуренных участков на месторождении и по выравниванию темпов и степени выработки запасов газа по площади и разрезу основной залежи ОНГКМ.

Зарезка горизонтальных стволов в вертикальных скважинах осуществляется на месторождении с 1996 г. Применение этой технологии позволяет вводить в эксплуатацию остановленные из-за обводнения скважины и повысить продуктивность скважин в зонах с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов.

Для повышения эффективности бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов при освоении скважин и проведении работ по интенсификации притока используются колтюбинговые установки.

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) по интенсификации притока газа после отказа от массированных многократных обработок стали проводиться в основном на скважинах с ухудшенными фильтрационными характеристиками призабойной зоны, а также при освоении после забуривания горизонтальных стволов и приобщения дополнительных горизонтов. Наиболее широко проводятся следующие ГТМ:

- ремонтно-изоляцинные работы (РИР) с приобщением дополнительных горизонтов;
- объемная пенокислотная обработка;
- циклическая пенокислотная обработка;
- пеноимульсионная солянокислотная обработка;
- бинарная обработка;
- радиальное вскрытие пласта;
- мини гидроразрыв пласта;
- направленные кислотные обработки.

Широкое применение технологий бурения горизонтальных скважин и зарезки боковых горизонтальных стволов в 2004–10 гг. (введено 89 горизонтальных скважин и в 63 скважинах проведены зарезки) в сочетании с проводимыми ГТМ позволило в этот период стабилизировать добычу газа на основной залежи ОНГКМ на уровне 17–18 млрд м^3 в год. (рис. 1).

Следует отметить, что бурение горизонтальных скважин и зарезка боковых горизонтальных стволов проводилась в основном в восточной и западной частях основной залежи. Это обусловлено тем, что в центральной части залежи масштабы проведения работ по бурению горизонтальных скважин и по восстановлению продуктивности обводненных скважин зарезкой боковых горизонтальных стволов в значительной степени ограничены наличием обширных зон с катастрофическим поглощением бурового раствора в процессе бурения.

Проблема катастрофического поглощения бурового раствора во многом обусловлена отработкой запасов газа в высокопроницаемых пропластках.

Таким образом, применяемые на Оренбургском НГКМ технологии и проводимые ГТМ решают задачи по выравниванию темпов и степени выработки запасов газа из газоносных отложении продуктивного разреза прежде всего в западной и восточной частях основной залежи и в значительно меньшей степени в центральной части.

К настоящему времени остаточные дренируемые запасы газа в центральной части основной залежи составляют около 200 млрд м^3. Примерно такого же порядка запасы газа в центральной части залежи практически не дренируются из-за массового вывода скважин из эксплуатации по причине обводнения и крайне низкой эффективности в этой части месторождения мероприятий по оздоровлению фонда скважин.

Следует отметить, что часть запасов углеводородного сырья, невовлеченных в активную разработку в центральной части основной залежи ОНГКМ приходится на нижнюю часть продуктивного разреза. Это связано с тем, что при эксплуатационном бурении скважины заканчивали на 40–50 м выше отметки ГНК и в процессе их эксплуатации на забое образовывались грязевые пробки, затрудняющие фильтрацию газа из нижней части вскрытого скважинами газонасыщенного интервала.

Помимо остаточных дренируемых и невовлеченных в активную разработку запасов газа и конденсата в центральной части основной залежи ОНГКМ есть и другие весьма существенные по объему ресурсы углеводородного сырья.

Так, в 1992 г. было принято решение о том, что нефтяная оторочка в центральной

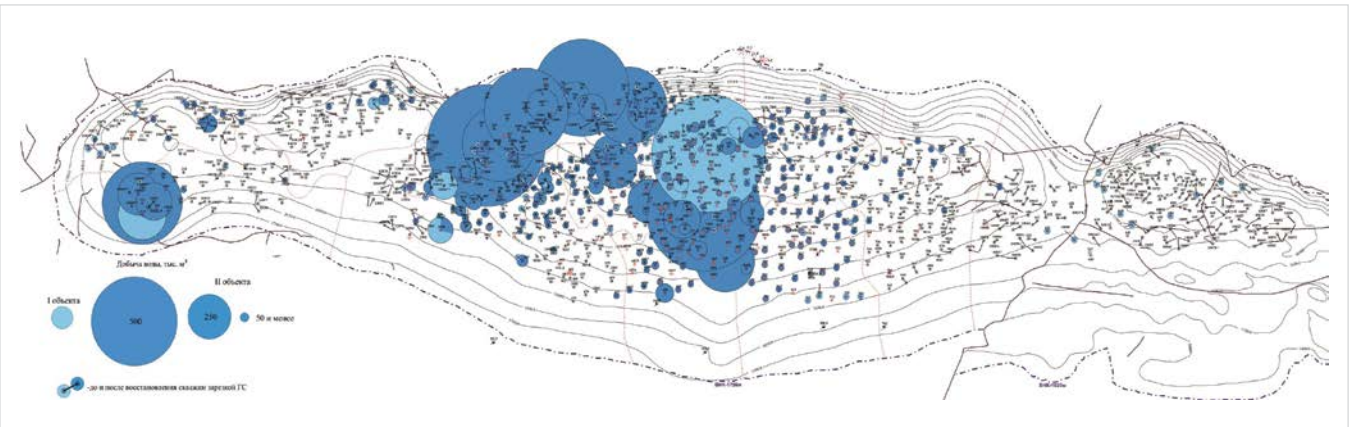


Рис. 2 — Распределение накопленных отборов воды по скважинам ОНГКМ

ХИЩНИК

ТЕХНИКА ДЛЯ СУРОВЫХ УСЛОВИЙ

Топкие болота, снежная целина и водные преграды — все это родная стихия «ХИЩНИКА». Широкий модельный ряд позволяет выбрать технику, отвечающую Вашим требованиям.

ООО «МЕГ ВЕСТ»
626110, Тюменская обл., Тобольский р-н, с. Бизино, ул. Ремонтников, 23.
тел/факс в г. Тобольске:
8(3456) 24-55-85. 8-912-815-02-09
mezenin1234@yandex.ru
WWW.MEGVEST.RU

части залежи не имеет промышленного значения и запасы нефти центрального участка категории C_2 в количестве 182,5 млн т списаны с баланса как непромышленные.

Такое решение принималось исходя из предположения, что в условиях массового обводнения газодобывающих скважин происходит прогрессирующее расформирование нефтяных оторочек. В дальнейшем было определено, что расформирование нефтяных оторочек произошло в зонах, где вода проникала в залежь преимущественно по вертикальным трещинам, кавернам, тектоническим нарушениям. Часть первоначально нефтеносных участков сохранилась, при этом, безусловно, в процессе длительной эксплуатации газоконденсатной части залежи снизился энергетический потенциал и промышленная значимость сохранившихся нефтяных оторочек.

В настоящее время ресурсный потенциал углеводородного сырья Оренбургского НГКМ связывают с ранее неучтенным компонентом — битумоидами.

Битуминозность продуктивных пород ОНГКМ была выявлена в 1975 г. при исследовании керна в процессе работ по генеральному пересчету запасов газа, конденсата, серы, гелия и других компонентов Оренбургского месторождения [1].

С 1995 г. специалистами ИПНГ РАН продолжены исследования содержания битумоидов в продуктивных породах и изучение их компонентного состава для оценки запасов высокомолекулярного сырья Оренбургского месторождения. Детальное изучение битумоидов и выделенных из остатков в сепарационном оборудовании и из образцов керна высокомолекулярных компонентов позволило определить, что высокомолекулярное сырье состоит из углеводородных и неуглеводородных соединений. Оно содержит значительное количество асфальтенов, смол, парафинов, масел, аномально высокие концентрации уникального комплекса микроэлементов и металлов и включает большие объемы сорбированных метана, этана, пропана и конденсата [2].

Суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья в недрах Оренбургского НГКМ оцениваются в объеме 2,59 млрд т нефтяного эквивалента, в том числе 578 млн т масел в нефтяном эквиваленте отнесены к запасам категории C_2. Значительная часть ресурсов высокомолекулярного сырья приходится на центральную часть основной залежи ОНГКМ.

В настоящее время, когда падение пластового давления привело к выпадению из паровой фазы в жидкую основной части газоконденсата, многие скважины в центральной части месторождения начали работать с выходом темного конденсата, близкого по составу смеси конденсата с нефтью. Фильтрация в пласте и приток к добывающим скважинам темного конденсата происходит в результате увеличения выхода при низких пластовых давлениях из высокомолекулярного сырья более легких фракций низко- и среднемолекулярных углеводородов, дополнительного за счет выпавшего в пласте конденсата увеличения насыщенности продуктивного пласта жидкими углеводородами до величины обеспечивающей подвижность жидких углеводородов в пласте. Но попутное извлечение вместе с продукцией газодобывающих скважин наиболее легких фракций углеводородов из высокомолекулярного сырья не сможет обеспечить промышленную добычу высокомолекулярных компонентов. Более высокой извлекаемости из пласта высокомолекулярных компонентов можно достичь применением специальных ароматических растворителей. Но из-за дороговизны такие растворители не могут использоваться в широких масштабах.

В 2005 г. в купольной части центрального участка основной залежи ОНГКМ пробурена скважина 1-ВМС для проведения в ней опытных работ по разработке и внедрению технологий добычи высокомолекулярного сырья (ВМС) и связанных с ВМС защемленных в матрице жидких углеводородов вместе со свободным газом.

Проведенные в скважине 1-ВМС поинтервальные испытания показали, что:

- в центральной части основной залежи ОНГКМ пластовое давление в нефтяной оторочке снизилось, но значительно выше давления в газонасыщенной части;
- на отдельных участках центральной части основной залежи из нефтяной оторочки даже на поздней стадии разработки залежи могут быть получены промышленные притоки нефти;
- в нижней части продуктивного газонасыщенного разреза основной залежи конденсатогазовый фактор (КГФ) составил 60 г/м^3, что на порядок выше, чем в вышезалегающих интервалах продуктивного разреза.

Повышенный КГФ при низких значениях текущего пластового давления, установленный при испытании интервала в подошвенной части основной газоконденсатной залежи, может быть вызван сегрегационными процессами, в результате чего часть выпавшего в пласте конденсата, под воздействием гравитационных сил, может скапливаться в нижней части продуктивного разреза.

Таким образом, о текущем состоянии разработки и сырьевом потенциале центральной части основной залежи ОНГКМ можно сделать следующие выводы:

- в результате интенсивной добычи газа для обеспечения нарастающей и постоянной добычи газа на ОНГКМ и прогрессирующего обводнения скважин к настоящему времени большая часть газонасыщенного объема центрального участка основной залежи отрабатывается низкими и крайне низкими темпами. Дренируемые запасы и запасы газа, находящиеся практически вне активной разработки, сопоставимы по величине и в сумме составляют около 400 млрд м^3.
- нефтяная оторочка центральной части основной залежи, запасы которой (182,5 млн т) списаны с баланса продолжает оставаться потенциальным объектом для ее доизучения и организации опытно-промысловых работ по вовлечению ее в разработку;
- суммарные ресурсы высокомолекулярного сырья примерно в 3 раза превышают остаточные запасы газа и конденсата;
- выпавший в пласте конденсат является природным растворителем остаточной нефти и ВМС, подтверждение этому — многие газодобывающие скважины выносят

темный конденсат (смесь конденсата и нефти);
- выпавший в газоносном пласте конденсат повышает насыщенность коллекторов жидкими углеводородами и в смеси с компонентами остаточной нефти и ВМС становится подвижным и может поступать к забоям газодобывающих скважин или под воздействием гравитационных сил стекать в нижнюю часть продуктивного разреза.

Исходя из приведенного выше, для поиска и выбора решений по повышению извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки центральной части Оренбургского НГКМ необходимо проведение исследований в следующих направлениях:
- разработка и выбор технологий устойчивой эксплуатации газодобывающих скважин в условиях низких пластовых давлений, высокой агрессивности и обводненности добываемой продукции;
- выявление и доизучение зон с высокой плотностью остаточных запасов газа в нижней части продуктивного разреза и на крыльевых участках основной залежи, невскрытых скважинами эксплуатационного фонда, выбор и обоснование решений по вовлечению таких зон в активную разработку;
- выявление и доизучение участков нефтяной оторочки, выбор системы разработки и технологий добычи углеводородного сырья на участках нефтяной оторочки, имеющих промышленную значимость;
- выявление зон с повышенной насыщенностью коллекторов жидкими углеводородами (остаточная нефть, ВМС) в совокупности с выпавшим в процессе разработки конденсатом), выбор и обоснование системы разработки и технологий добычи углеводородного сырья в таких зонах.

Решения, выбранные в отдельности по результатам проведенных по каждому направлению исследований работ, могут быть малоэффективны или даже иметь отрицательный экономический эффект. Поэтому приоритетными должны быть решения, дающие наибольший совокупный эффект по всем рассматриваемым направлениям повышения извлечения углеводородного сырья.

Эффективность выбираемых решений может быть выше при увеличении глубины переработки добываемого сырья.

В условиях высокой обводненности добываемой продукции все решения по увеличению извлечения углеводородного сырья приведут к увеличению добычи пластовой воды. Издержки на вынужденную добычу, а затем на захоронение промышленных стоков в более глубокие горизонты могут быть существенно уменьшены, если пластовую воду рассматривать в качестве сырья для получения йода, брома, бора и других ценных компонентов, а воду после переработки использовать в качестве рабочего агента для поддержания пластового давления на нефтеносных участках.

Поэтому вопросы глубокой переработки углеводородного сырья и пластовой воды необходимо выделить в отдельные направления исследовательских работ при решении задачи повышения извлечения углеводородного сырья.

Итоги

На основе анализа состояния разработки и сырьевого потенциала центральной части основной залежи Оренбургского месторождения предложен подход к определению основных направлений исследований для решения задачи повышения извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки месторождения.

Выводы

При определении основных направлений исследований вопросов извлечения углеводородного сырья на поздней стадии разработки месторождения необходимо учитывать все имеющиеся запасы и ресурсы как углеводородного, так и неуглеводородного сырья. Исследования должны быть направлены на поиск технологий и технических решений, которые могут дать наибольший совокупный эффект от повышения извлечения всех имеющихся на месторождении компонентов сырья, в том числе и нетрадиционного.

Список литературы

1. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Политыкина М.А., Карнаухов С.М. Битумоиды Оренбургского месторождения — нетрадиционный источник углеводородного сырья // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 6. С. 33–36.
2. Скибицкая Н.А., Яковлева О.П. Перспективы освоения ресурсов матричной нефти // Бурение и нефть. 2011. № 6. С. 3–6.

The main directions of researches a question of extraction hydrocarbon raw materials at a late stage of development the central part of Orenburg field

UDC 622.691

Authors:
Valery Z. Baishev — Ph.D., deputy of science; VBaishev@vunipigaz.ru
Marat R. Nazyrov — Ph.D., head of the laboratory; MNazirov@vunipigaz.ru

VolgoUralNIPIgaz, LLC, Orenburg, Russian Federation

Abstract

In the article sequentially were considered problems faced during oilfield development and methods of solution applied on different development stages as well as different knowledge stages of oilfield.
The main directions of the researches necessary for a choice of decisions for increasing extraction of hydrocarbon raw materials at a late stage of development the central part of the Orenburg field are defined.

Materials and methods

Analysis of a condition development and raw potential the central part of the main deposit the Orenburg field.

Results

On the basis of the analysis of a condition development and raw potential the central part of the main deposit the Orenburg field approach to definition of the main directions of researches for solution the problem of increase the extraction of hydrocarbon raw materials at a late stage of development of a field is offered.

Conclusions

When determining the main directions of researches the questions of extraction of hydrocarbon raw materials at a late stage of development of a field it is necessary to consider all available stocks and resources of both hydrocarbon, and not hydrocarbon raw materials. Researches have to be directed on search technologies and technical solutions which can give the greatest aggregate effect from increase of extraction of all of the raw materials components which are available on a field including the nonconventional.

Keywords

extraction of hydrocarbon raw materials, gas, condensate, oil rim, high-molecular raw materials, late stage of development

References

1. Dmitrievskiy A.N., Skibitskaya N.A., Politykina M.A., Karnaukhov S.M. *Bitumoidy Orenburgskogo mestorozhdeniya — netraditsionnyy istochnik uglevodorodnogo syr'ya* [Orenburg field bitumoids — non-traditional source of hydrocarbon raw]. *Zashchita okruzhayushchey sredy v neftegazovom komplekse*, 2005, issue 6, pp. 33–36.
2. Skibitskaya N.A., Yakovleva O.P. *Perspektivy osvoeniya resursov matrichnoy nefti* [Matrix oil resources development prospects]. *Burenie i neft'*, 2011, issue 6, pp. 3–6.

УДК 622.276

Технологические особенности оптимизации разработки нефтяных месторождений Балтийского шельфа

Ю.А. Кесслер
генеральный директор[1]

Ю.А. Котенев
д.т.н., заведующий кафедрой[2]
geokot@inbox.ru

Ш.Х. Султанов
д.т.н., профессор кафедры[2]
ssultanov@mail.ru

Б.Ш. Муслимов
преподаватель кафедры[2]
bmuslimov@mail.ru

[1]ООО «ЛУКОЙЛ- Калининградморнефть», Калининград, Россия
[2]ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия

На примере разрабатываемого в акваториях Балтийского шельфа Кравцовсого нефтяного месторождения в статье обозначено преимущество расположения горизонтальных частей скважин и приведен алгоритм для его наиболее эффективного заложения в условиях значительной неоднородности пласта. Также в статье с использованием гидродинамического моделирования оценен количественный и качественный эффект от организации локальной системы поддержания пластового давления путем закачки в пласт попутно добываемого газа.

Материалы и методы
Методы гидродинамического и численного моделирования. Геолого-промысловые данные.

Ключевые слова
Акватория Балтийского шельфа, Кравцовское нефтяное месторождение, закачка попутного газа, горизонтальная скважина

Освоение углеводородного потенциала морских акваторий является стратегическим направлением в развитии народно-хозяйственной деятельности России. Шельф Балтийского моря в настоящее время является перспективным нефтеносным районом ввиду большей разведанности ресурсов углеводородов, которая составляет 17,7%. Суммарные начальные извлекаемые ресурсы нефти оцениваются в более чем 40 млн т. [1]

В настоящее время в зоне Балтийского шельфа выделена цепочка нефтегазоперспективных структур. Освоение морских нефтяных месторождений имеет ряд отличительных особенностей по сравнению с разработкой месторождений на суше. Технологическая и техническая сложность разработки шельфовых месторождений требует детальной проработки и четкого научно-методического обоснования всех аспектов добычи нефти. В этой связи актуальными задачами являются исследования по следующим направлениям:

- обоснование системы размещения скважин в условиях высокой вариации коллекторских свойств пласта;
- изучение гидродинамических возможностей пласта при различных фазовых соотношениях, изменения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного пласта и энергетического потенциала залежи в период ее эксплуатации;
- прогнозирование обводнения продукции скважин;
- выработка геолого-технологических критериев применения ресурсосберегающих способов разработки месторождений.

Выявленные, подчитанные и предварительно оцененные нефтеперспективные структуры, расположенные на Калининградском участке Российского сектора Балтийского шельфа, относятся к мелким и мельчайшим по извлекаемым запасам нефти. Промышленно-нефтеносным региональным комплексом являются терригенные отложения среднего кембрия.

Обобщение данных и изучение информации о геологическом строении территории Балтийского шельфа, в том числе и Кравцовского месторождения (рис. 1), позволило сделать вывод о высокой изменчивости распределения геолого-физических параметров и свойств, характеризующих выявленные и перспективные нефтеносные структуры. Среди характерных особенностей отмечается количественное увеличение, на 54%, ФЭС пласта в направлении от подошвы к кровле, а также то, что при одинаковых средних значениях пористости наблюдаются существенные отличия проницаемости в пределах малотолщинных пластов. Общим для нефтяных месторождений рассматриваемого региона является энергетическая составляющая — наличие высоконапорных вод, обеспечивающих естественный активный водонапорный режим залежей. [2]

Изучение и исследование имеющегося опыта освоения и разработки месторождения Балтийского шельфа имеет существенное значение, особенно в условиях малой вязкости нефти (около 1,8 мПа×с), небольшого газосодержания (25,5 м^3/т) пластовой нефти, низкого давления насыщения нефти газом (2,9 МПа), высокой пластовой

Рис. 1 — Схема расположения Кравцовского месторождения

температуры (около 64°С), хорошей связи залежи нефти с активной областью питания и значительной латеральной и вертикальной неоднородности пласта. Внесение изменений в системы разработки в процессе эксплуатации и обустройства морских месторождений выполнить практически невозможно из-за более высоких (в 3–4 раза) затрат в сравнении с месторождениями суши. Поэтому все создаваемые в период освоения и начальный разработки объекты добычи, подготовки и транспорта продукции будут, по существу, неизменными.[3–5]

Анализ выработки запасов нефти Кравцовского нефтяного шельфового месторождения, разрабатываемого горизонтальными скважинами, показал, что при существующей системе разработки вероятным сценарием является то, что действующие скважины будут вырабатывать запасы в большей степени прикровельную часть залежи, «промытую» краевой водой. Таким образом, зону между горизонтальным стволом и начальным ВНК можно будет характеризовать как застойную. Для данного объекта исследования определяющими являются вопросы корректного прогнозирования обводненности скважин и более активное вовлечение в разработку зон, находящихся ниже горизонтального ствола скважины.

Для решения вопроса по предупреждению роста обводненности в результате прорыва воды в верхнюю часть пласта над горизонтальным стволом скважины и, как следствие, снижения риска локализации остаточных запасов нефти в нижней части пласта для рассматриваемого объекта исследования рекомендуется направление горизонтального ствола выбирать с учетом литолого-фациальной обстановки формирования коллектора. Анализ распределения литологии и фациальных зон залежи свидетельствует о перспективной проводке горизонтального ствола не только от свода к краевой части, но и внутри фациальной зоны. Кроме того, бурение горизонтального ствола скважины в сводовых частях залежи необходимо проводить с углом, при котором будет возможно поинтервальное отключение/приобщение отдельных флюидо-проводящих пропластков.

Небольшие по размерам и запасам залежи на шельфе эксплуатируются ограниченным количеством скважин, их расположение и геометрия приобретают первостепенное значение для системы разработки. Расчет прогноза добычи пластового флюида из скважины на начальном этапе является важной задачей выбора системы и технологии выработки запасов углеводородов, также и для скважин с горизонтальным окончанием.

Существуют два способа расчета зоны дренирования горизонтальной скважины, определяемые плотностью сетки скважин и длиной горизонтального участка. В первом площадь зоны дренирования аппроксимируется прямоугольником, дополненным двумя полуокружностями, во втором — эллипсом

Решение задачи притока жидкости в горизонтальный ствол скважины из области дренирования латерально неоднородного пласта. Для простоты область дренирования разделена пополам с различными коллекторскими свойствами k_{hi}, h_i. Причем в одном случае эти области пронизываются перпендикулярно горизонтальным стволом, в другом — ствол совпадает с границей раздела (рис. 2).

Алгоритм расчета продуктивности скважин (формула Джоши) основана на предположении линейных уравнений и использовании метода суперпозиций, который и будет использоваться в дальнейшем. Отличие двух постановок задач, графически приведенных на рис. 2, заключается в том, что решение первой задачи является суперпозиция двух решений: половина длины скважины расположена в одной части, половина — во второй. Суммарный приток жидкости из пласта составит в этом случае величину:

$$Q_{||}=Q(L/2,I,r_w,k_{h1},h_1,b,\mu B)+ +Q(L/2,I,r_w,k_{h2},h_2,b,\mu B). \quad (1)$$

Во втором случае общий приток жидкости складывается из половин притоков из зон с различными свойствами:

$$Q=Q(L,I,r_w,k_{h1},h_1,b,\mu B)/2+ +Q(L,I,r_w,k_{h2},h_2,b,\mu B)/2, \quad (2)$$

где Q — приток жидкости в скважину; J — продуктивность пласта; Δp — депрессия, создаваемая в призабойной зоне; L — длина горизонтального участка скважины; k_h, k_v — латеральная и вертикальная проницаемости пласта; I — анизотропия пласта; h — мощность пласта; r_w — радиус скважины; μ, B — вязкость и объемный коэффициент жидкости; b — малый радиус эллипса области дренирования горизонтального ствола скважины.

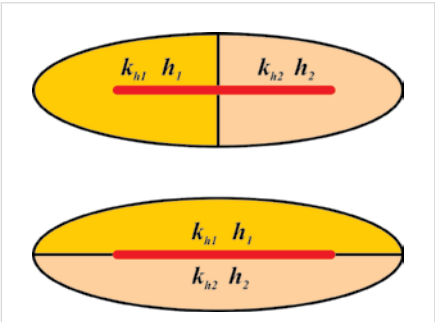


Рис. 2 — Упрощенный учет латеральной неоднородности пласта

Наименование свойства, параметра	Значение
длина горизонтального участка скважины (L), м	200
вязкость нефти (μ), мПа×с	1,8
анизотропия пласта (I^2), ед.	1,4
радиус скважины (r_w), м	0,1
малый радиус эллипса области дренирования горизонт. ствола скважины (b), м	1200
коэф. проницаемости верхней (первой) части продуктивного пласта (k_{h1}), мД	0,9
коэф. проницаемости нижней (второй) части продуктивного пласта (k_{h2}), мД	0,1
толщина верхней (первой) части продуктивного пласта h_1, м	9
толщина нижней (второй) части продуктивного пласта h_2, м	3
объемный коэффициент жидкости (B), ед.	1

Таб. 1 — Свойства модельного пласта, скважины и зоны дренирования

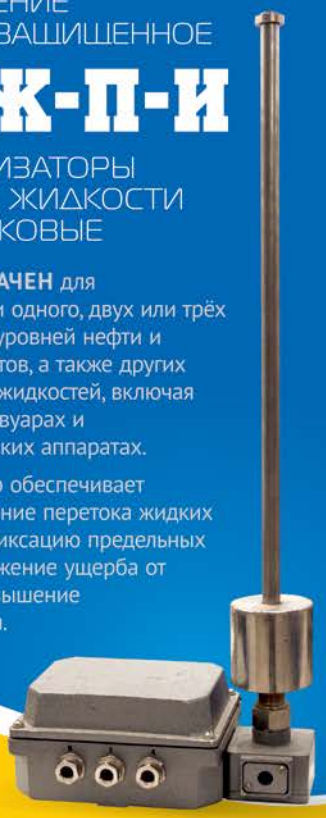
ИСПОЛНЕНИЕ ВЗРЫВОЗАЩИЩЕННОЕ

СУЖ-П-И

СИГНАЛИЗАТОРЫ УРОВНЯ ЖИДКОСТИ ПОПЛАВКОВЫЕ

ПРЕДНАЗНАЧЕН для сигнализации одного, двух или трёх предельных уровней нефти и нефтепродуктов, а также других технических жидкостей, включая воду, в резервуарах и технологических аппаратах.

Сигнализатор обеспечивает предотвращение перетока жидких продуктов, фиксацию предельных уровней, снижение ущерба от аварий и повышение безопасности.



ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СИГНАЛИЗАТОРА – нефтебазы, технологические аппараты и резервуарные парки нефтеперерабатывающих заводов и производств. Принцип действия – срабатывание контактного устройства (геркона) при достижении чувствительным элементом (поплавком) заданного (контролируемого) уровня продукта. Сигнализатор СУЖ-П-И состоит из модуля преобразователя и преобразователей первичных.

Преобразователи первичные имеют маркировку взрывозащиты «0Exia11BT5» и могут устанавливаться во взрывоопасных зонах помещений и наружных установок.

Модуль преобразователя вторичного предназначения для формирования искро-безопасного напряжения и коммутации исполнительных устройств, имеет маркировку «[Exia]11B» и устанавливается вне взрывоопасных зон помещений и наружных установок.

Преобразователи первичные вертикального исполнения разделяются на разборные и не разборные, и служат для сигнализации одной, двух или трёх точек контроля.

Преобразователи первичные предназначены для сигнализации предельных уровней нефти и нефтепродуктов, имеют два вида конструктивного исполнения: вертикальное и горизонтальное.

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЗАВОД «КРАСНОЕ ЗНАМЯ»

390043, Россия, г. Рязань, пр. Шабулина, 2 а
+7 (4912) 938-517. post@kz.ryazan.ru

Таким образом, различные формулы для расчета притока обусловлены разным применением одного метода суперпозиций.

Для иллюстрации различий рассмотрен модельный пример с параметрами Кравцовского месторождения, где зона с параметрами k_{h1}, h_1 соответствует центральной части залежи с лучшими фильтрационными свойствами, а параметры k_{h2}, h_2 — периферийной части с ухудшенными свойствами.

Выполненные расчеты для геолого-промысловых условий Кравцовского месторождения позволили определить продуктивность скважины в центральной части пласта 798 м^3/сут×МПа и в периферийной зоне — 9,2 м^3/сут×МПа. Для скважин, пересекающих обе зоны, расчет продуктивности выполняется по формулам (1) и (2). При перпендикулярном пересечении скважиной зон с различной гидропроводностью ее продуктивность согласно формуле (1) равна 564 м^3/сут×МПа, а при расположении вдоль границы по формуле (2) — 354 м^3/сут×МПа. Соотношение продуктивностей горизонтальных скважин разного направления относительно неоднородности пласта соответственно равно 0,63. Таким образом, расчеты показали преимущества расположения горизонтальных секций скважин от центра к периферии или из зон с повышенными фильтрационными свойствами в зоны с пониженными свойствами при указанной неоднородности залежи. [6].

Экспресс-мониторинг уровней добычи залежей нефти с активной водонапорной системой месторождений Балтийского шельфа может выполняться с применением численных моделей фильтрации флюидов в определенных геолого-физических условиях, данный подход подробно описан в работе [7].

Тип коллектора и наличие подошвенной воды ограничивают применение на шельфовом месторождении ряда способов воздействия на пласт и призабойную зону. В развитие направления поиска дополнительных решений для стабилизации добычи нефти на Кравцовском месторождении за счет использования имеющихся ресурсов, на фильтрационной модели рассчитаны перспективы закачки попутного нефтяного газа.

На всем протяжении разработки объем попутного газа соответствовал уровню утвержденного газонефтяного фактора, определенного по устьевым и глубинным пробам. Несмотря на то, что работа пласта происходила на режиме истощения пластовой энергии залежи, пластовое давление не опускалось ниже давления насыщения. Поддержанию пластового давления способствует наличие мощного аквифера (до 40 м), подстилающего всю нефтяную залежь. Также необходимо отметить низкое значение давления насыщения, не позволяющее получить высокие значения газового фактора по скважинам. В силу перечисленных факторов, можно отметить, что сильного разгазирования нефти происходить не будет, и принятые в гидродинамической модели значения изменения газосодержания от пластового давления будут верны и для прогнозных расчетов при закачке газа.

При закачке всего попутного добываемого нефтяного газа на Кравцовском месторождении может быть сформирована локальная система ППД через простаивающие скважины (находящиеся в бездействующем фонде, контрольные, пьезометрические скважины или скважины, находящиеся на грани рентабельности эксплуатации). Тем самым повышается коэффициент использования фонда, который на сегодняшний момент не превышает 10% от всего фонда скважин (на рассматриваемом месторождении в простаивающем фонде находится одна скважина).

Как отмечалось ранее, использование естественного режима приводит к уменьшению пластового давления, что сказывается на технологии эксплуатации скважины: при снижении давления на устье скважин ниже 0,9 МПа фонтанные скважины переводятся на механизированный способ добычи с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Закачка газа позволяет продлить фонтанную эксплуатацию за счет локального поддержания пластового давления.

Второй важной особенностью закачки газа является увеличение подвижности нефти за счет увеличения газонасыщенности пласта (локальной зоны дренирования). Данное положение позволяет значительно отсрочить или уменьшить обводнение скважины за счет увеличения мобильности нефти относительно воды, тем самым появляется возможность влиять на характеристику вытеснения.

Коэффициент вытеснения газом нефти значительно выше, чем водой в силу возникающих капиллярных эффектов пористой среды. В связи, с чем закачка газа позволяет в приконтурной части нагнетательной скважины и в контуре питания соседних добывающих скважин увеличить объем извлекаемой нефти, тем самым локально увеличить КИН.

Также от закачки газа можно выделить следующий положительный момент — изменение режима работы пласта (при значительных закачиваемых объемах газа). Это значит, что при закачке газа помимо режима поддержания давления реализуется режим газовой шапки, что позволяет при достаточно долгом периоде разработки залежи вытеснить некоторый объем нефти из кровельной части пласта. При этом возможны прорывы газа к перфорациям нефтяной скважины, но данное обстоятельство можно устранить за счет применения новых технологий, таких как ICD (Inflow Control Device). [8] Это приводит к удорожанию проекта разработки, но одновременно повышает технологические показатели: растет уровень годовой добычи нефти, уменьшается доля перекачиваемой воды, увеличивается значение конечного КИН.

Прогнозирование добычи нефти с использованием варианта закачки газа показало, что достигнутый КИН составит 0,572 д.е., конечный КИН при сложившемся способе эксплуатации — 0,556. Анализ составляющих значение КИН коэффициентов позволяет сделать вывод о том, что его увеличение произошло за счет изменения коэффициента вытеснения в силу изменяемых свойств нефти (уменьшение вязкости) при закачке газа и, как следствие, увеличения газосодержания пласта. Коэффициент вытеснения — 0,679, коэффициент охвата пласта составляет 0,842. В итоге закачка газа позволяет увеличить проектный КИН по залежи на 2,8% или 0,016 пункта. Такое незначительное изменение связано с небольшим объемом имеющегося растворенного газа, используемого для закачки, и локального применения технологии закачки газа (моделирование закачки проводилось

через одну вертикальную скважину, находящуюся в купольной части залежи.

Значительным достоинством закачки газа является решение задачи, связанной с поверхностным обустройством по эффективной утилизации попутного нефтяного газа. На сегодняшний день необходимый уровень утилизации газа составляет 95%. За счет закачки газа в простывающие скважины возможно существенно сократить капитальные затраты на строительство мультифазного насосного оборудования для перекачки углеводородов на материковую часть, на последующую сепарацию газа и его переработку, увеличить коэффициент полезного использования газа до 100% (помимо затрат на собственные нужды).

Промысловый опыт применения технологий по физико-химическому воздействию на пласт и призабойную зону скважины с целью увеличения объема добычи нефти на месторождении шельфа Балтийского моря отсутствует.

С целью оценки возможного применения физико-химического воздействия на Кравцовском месторождении проведены реологические, микрореологические (в масштабе поры) и фильтрационные эксперименты.

Лабораторные исследования показали, что малая толщина граничных слоев (~0,1 мкм при 67°С), низкое соотношение вязкости флюидов и высокая пластовая температура обеспечивают достаточно благоприятные условия процесса вытеснения в более проницаемой породе; коэффициент безводного вытеснения также близок к конечному, а режим вытеснения к поршневому. По этой причине применение какого-либо дополнительного воздействия и в этом случае ощутимого эффекта не даст.[9]

Итоги

Обоснованы технологические решения эффективного освоения и разработки месторождений шельфа Балтийского моря на основе интегрированного подхода.

Выводы

На небольших залежах Балтийского шельфа, запасы нефти которой вырабатываются горизонтальными скважинами при естественном водонапорном режиме, более эффективная разработка может быть достигнута расположением горизонтальных участков скважины от центра залежи с улучшенными фильтрационными свойствами к периферии, с пониженными параметрами. Соотношение продуктивностей горизонтальных скважин различного направления в условиях высокой неоднородности продуктивного пласта Кравцовского месторождения составило около 60%.

Попутно добываемый газ нефтяного шельфового месторождения может быть реализован при формировании локальной системы ППД через простаивающие скважины (находящиеся в бездействующем фонде, контрольные, пьезометрические или находящиеся на грани рентабельности эксплуатации). Тем самым, повышается коэффициент использования фонда, который на сегодняшний момент не превышает 10% от всего фонда скважин (на Кравцовском месторождении). Закачка газа позволяет продлить фонтанную эксплуатацию за счет локального поддержания пластового давления. Следующей важной особенностью закачки газа, является увеличение подвижности нефти за счет увеличения газонасыщенности пласта (локальной зоны дренирования). Данное положение позволяет значительно отсрочить или уменьшить обводнение скважины за счет увеличения мобильности нефти относительно воды, тем самым появляется возможность влияния на характеристику вытеснения.

Список литературы

1. Десятков В.М., Отмас А.А., Сирык С.И. Нефтегазоносность Калининградского региона // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. №8. С. 24–30.
2. Кесслер Ю.А. , Котенев Ю.А., Кузилов О.И. Исследование фильтрационных возможностей продуктивного пласта месторождений шельфа для прогнозирования выработки запасов нефти // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 343–361. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p343-361_KesslerYuA_ ru. pdf
3. Кесслер Ю.А., Кузилов О.И., Десятков В.М. Особенности геологического строения и освоения углеводородного потенциала шельфа Балтийского моря на примере Кравцовского (D6) нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2013. № 4. С. 44–50.
4. Кузилов И.А., Шустеф И.Н., Петрова Е.Н. О комплексном подходе к освоению морских газовых месторождений // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа СССР. 1989. № 210/56. С. 10–13.
5. Демушкин Ю.И., Кузилов И.А., Миронов Ю.С. и др. Особенности

проектирования разработки морских нефтяных месторождений // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений континентального шельфа СССР. 1989. № 210/56. С. 3–10.
6. Кесслер Ю.А. Об эффективной системе разработки небольших антиклинальных залежей горизонтальными скважинами // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2015. № 3(101). С. 8–13.
7. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Кондрашов О.Ф. Влияние поверхностно-активных веществ на фильтрацию нефти при поршневом режиме вытеснения // Нефтегазовое дело. 2014. № 6. С. 362–377. Режим доступа: http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p362-377_KesslerYuA_ru.pdf
8. Qudaihy, D.S., Nughaimish, F.N., Sunbul, A.H., Hembling, D.E., Faraj, O.A., Voll, B.A.: "New Technology Application to Extend The Life of Horizontal Wells by Creating Uniform Flow Profiles", SPE/IADC 85332, SPE/IADC 20-22 October 2003.
9. Кесслер Ю.А. , Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера–Трейси // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 7(46). С. 45–47.

Technological features to optimize the development of oil deposits of the Baltic shelf

UDC 622.276

Authors:
Yuri A. Kessler — general director[1]
Yuri A. Kotenev — Sc.D., professor[2]; geokot@inbox.ru
Shamil Kh. Sultanov — Sc.D., professor[2]; ssultanov@mail.ru
Bulat Sh. Muslimov — assistant[2]; bmulsimov@mail.ru

[1]LLC "LUKOIL-Kaliningradmorneft", Kaliningrad, Russian Federation
[2]SEI HPE USPTU, Ufa, Russian Federation

Abstract
The article outlines the predominant of the horizontal parts of wells and the algorithm for the most effective foundations in the context of significant heterogeneity of the reservoir on the example shelf oil deposits Kravtsovskoye developed in the Baltic sea. Also in the article with the use of hydrodynamic modeling and evaluated quantitative and qualitative outcome of local system of reservoir pressure maintenance by gas injection into the reservoir.

Materials and methods
Methods hydrodynamic and numerical modeling. Geological field data.

Results
Technological solutions are justified for effective exploration and development of fields on the shelf of the Baltic sea on the basis of an integrated approach.

Conclusions
Small deposits on the Baltic shelf oil reserves, which are developed by horizontal wells with a natural water drive, more efficient development can be achieved by the location of the horizontal sections of the wells from the centre of the deposits with improved filtration properties to the periphery, with reduced settings. The ratio of the productivity of horizontal wells in different directions in the conditions of high heterogeneity of the productive formation from the Kravtsovskoye field was about 60%.
Produced gas oil offshore fields can be implemented in the formation of local system of reservoir pressure maintenance through idle wells (located in a non-Fund, control, piezometric or are on the verge of profitability of exploitation). Thus, the increased utilization of the fund, which at the moment does not exceed 10% of the wells (in Kravtsovskoye field). The gas injection can prolong the flowing well operation at the expense of local maintenance of reservoir pressure. Another important feature of gas injection is to increase the mobility of the oil by increasing the gas saturation of the reservoir (local drainage area). This provision can significantly delay or reduce watering of wells by increasing the mobility of oil relative to water, thereby it is possible to influence the characteristic of displacement.

Keywords
The Baltic shelf, Kravtsovskoye oil field, the injection of associated gas, horizontal well

References
1. Desyatkov V.M., Otmas A.A., Siryk S.I. *Neftegazonosnost' Kaliningradskogo regiona* [Petroleum potential of the Kaliningrad region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2006, issue 8, pp. 24–30.
2. Kessler Yu.A. , Kotenev Yu.A., Kuzilov O.I. *Issledovanie fil'tratsionnykh vozmozhnostey produktivnogo plasta mestorozhdeniy shel'fa dlya prognozirovaniya vyrabotki zapasov nefti* [Study of the filtration features of the productive formation deposits in the shelf to predict the development of oil reserves]. Oil and gas business, 2014, issue 6. pp. 343–361. Available at: http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p343-361_KesslerYuA_ EN.pdf
3. Kessler Yu.A., Kuzilov O.I., Desyatkov V.M. *Osobennosti geologicheskogo stroeniya i osvoeniya uglevodorodnogo potentsiala shel'fa Baltiyskogo morya na primere Kravtsovskogo (D6) neftyanogo mestorozhdeniya* [Some specific features of geological structure and development of hydrocarbon potential of the Baltic sea shelf with Kravtsovsky (D6) oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2013, issue 4, pp. 44–50.
4. Kuzilov I.A., Shustef I.N., Petrova E.N. *O kompleksnom podkhode k osvoeniyu morskikh gazovykh mestorozhdeniy* [About an integrated approach to the development of offshore gas fields]. *Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy kontinental'nogo shel'fa SSSR*, 1989, issue 210/56, pp. 10–13.
5. Demushkin Yu.I., Kuzilov I.A., Mironov Yu.S. and others. *Osobennosti proektirovaniya razrabotki morskikh neftyanykh mestorozhdeniy* [Design features of the offshore development of oil fields]. *Problemy osvoeniya neftegazovykh mestorozhdeniy kontinental'nogo shel'fa SSSR*, 1989, issue 210/56, pp. 3–10.
6. Kessler Yu.A. *Ob effektivnoy sisteme razrabotki nebol'shikh antiklinal'nykh zalezhey gorizontal'nymi skvazhinami* [The effective system of development of small anticlinal deposits horizontal wells]. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2015, issue 3(101), pp. 8–13.
7. Kessler Yu.A., Kotenev Yu.A., *Kondrashov O.F. Vliyanie poverkhnostno-aktivnykh veshchestv na fil'tratsiyu nefti pri porshnevom rezhime vytesneniya* [The influence of surfactants on filtration of oil at the piston mode of displacement]. Oil and gas business, 2014, issue 6, pp. 362–377. Available at: http://ogbus.ru/issues/6_2014/ogbus_6_2014_p362-377_KesslerYuA_ru.pdf
8. Qudaihy, D.S., Nughaimish, F.N., Sunbul, A.H., Hembling, D.E., Faraj, O.A., Voll, B.A.: "New Technology Application to Extend The Life of Horizontal Wells by Creating Uniform Flow Profiles", SPE/IADC 85332, SPE/IADC 20-22 October 2003
9. Kessler Yu.A. , Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.Kh. *Modelirovanie raboty zalezhi pri vodonapornom rezhime zakonturnykh vod s ispol'zovaniem metoda material'nogo balansa i algoritma Kartera–Treysi* [Modeling of trap work, during the over contour water pressure extraction mode with using the method of material balance and Carter-Tracy algorithm]. Exposition Oil Gas, 2015, issue 7(46), pp. 45–47.

УДК 622.276

Определение оптимальных условий для размещения нагнетательных скважин при закачке газа и водогазовом воздействии

К.В. Казаков
инженер 1 категории[1], аспирант[2]
kazakov_kv@bk.ru

К.А. Бравичев
к.т.н., доцент, заместитель заведующего кафедрой по научной работе[2]
bravicheva_t_b@mail.ru

А.Н. Лесной
начальник отдела[1]
aleksandr.Lesnoi@lukoil.com

[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
[2]РГУ Нефти и Газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

В статье на основе результатов численных экспериментов на композиционной гидродинамической модели приводится оценка эффективности закачки воды, газа, совместного и чередующегося водогазового воздействия в зависимости от значений основных фильтрационно-ёмкостных свойств пласта, их распределения по пласту, а также от геометрии пласта.

Материалы и методы
На основе обобщения данных керновых исследований и исследования глубинных проб нефти ачимовских отложений Западной Сибири была создана композиционная гидродинамическая модель для проведения численных экспериментов. Параметры этой модели и их распределение между зонами отбора и закачки варьировалось, и для этих условий оценивалась эффективность закачки газа, воды и ВГВ.

Ключевые слова
водогазовое воздействие, закачка газа, повышение нефтеотдачи, гидродинамическое моделирование, расстановка скважин, ачимовские отложения

Водогазовое воздействие (ВГВ) предполагает совместную или раздельную закачку газа и воды в пласт, как правило, через одну нагнетательную скважину. Мировой опыт промышленной реализации ВГВ в большинстве случаев характеризуется увеличением КИН по сравнению с заводнением [1]. Кроме этого, при реализации ВГВ для закачки в пласт можно использовать попутный нефтяной газ, и таким образом повысить степень его утилизации.

Анализ выборки результатов лабораторных исследований ВГВ на кернах (при несмешивающемся вытеснении) показывает однозначную эффективность ВГВ по сравнению с закачкой только воды или только газа. Прирост коэффициента вытеснения при ВГВ составляет в среднем 0.15 д.ед. или 29% по сравнению с заводнением и в среднем практически одинаковый для совместной и чередующейся закачки.

Однако при применении любых газовых МУН основной проблемой является обеспечение высоких значений коэффициента охвата. Вязкость газа существенно ниже, чем вязкости нефти и воды, что может приводить к нестабильности фронта вытеснения и резким прорывам газа в добывающие скважины по высокопроницаемым участкам пласта. Плотность газа в пластовых условиях может быть в несколько раз ниже плотностей нефти и воды, что приводит к концентрации газовой фракции в кровле пласта и снижению охвата по толщине. Закачка оторочек воды между оторочками газа снижает подвижность газа и способствует повышению коэффициента охвата пласта газом. Кроме того, при ВГВ возможно повышение коэффициента охвата водой за счёт опережающего внедрения газа в высокопроницаемые прослои с последующим образованием в них остаточной газонасыщенности при закачке воды, за счёт чего происходит выравнивание профиля приёмистости.

В зависимости от распределения пористости, проницаемости, насыщенности, толщины, расчленённости, угла наклона и других параметров пласта, продвижение закачиваемых воды и газа по нему может происходить по-разному, соответственно, различным будет и коэффициент охвата и КИН при ВГВ. Часто ресурсы газа, пригодного для закачки в пласт, являются ограниченными и не позволяют осуществлять ВГВ на всей площади объекта разработки. Исходя из этого, необходимо иметь критерии, позволяющие определить участки, на которых внедрение ВГВ будет иметь наибольшую эффективность. Таким образом, при проектировании ВГВ одной из основных задач является определение первоочередных участков для внедрения технологии и выбор наиболее оптимального направления продвижения фронта закачиваемых агентов, что позволило бы обеспечить наибольшую эффективность технологии ВГВ.

Целью настоящей работы является исследование влияния основных свойств пласта и их распределения по площади от зоны закачки к зоне отбора на эффективность закачки воды, газа и водогазового воздействия (совместного и чередующегося) применительно к условиям ачимовских отложений Западной Сибири. Способом исследования является численное гидрогазодинамическое моделирование.

План эксперимента

Первая задача состояла в том, чтобы установить, как влияет на эффективность совместного и чередующегося ВГВ, заводнения и закачки газа расстояние между добывающей и нагнетательной скважинами (плотность сетки скважин), эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, вертикальная сообщаемость (характеризуется соотношением вертикальной и горизонтальной проницаемостей) и угол падения пласта. Вторая задача состояла в том, чтобы определить, как влияет на эффективность рассмотренных технологий изменение от зоны закачки к зоне отбора таких параметров пласта, как проницаемость, начальная нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщенная толщина и сообщаемость пласта.

Вариация среднего значения проницаемости и начальной нефтенасыщенности в работе не исследуется, т.к. эти параметры в первую очередь влияют на коэффициент вытеснения, а не охвата, и оценку их влияния на эффективность различных технологий воздействия целесообразнее оценивать на керновых моделях.

Все расчёты проводились для элемента симметрии пятиточечной системы разработки, включающего «одну четверть» добывающей и «одну четверть» нагнетательной скважины. Были созданы следующие гидродинамические модели:

Модель 0 — базовая модель, имеющая одинаковые значения всех параметров во всех ячейках (таб. 1). Размер модели — 500x500 м (расстояние между скважинами — 707 м, плотность сетки скважин — 25 га/скв).

Модель 1 — проницаемость в межскважинном пространстве линейно возрастает от 0,005 до 0,055 мкм^2, кроме того, меняются параметры, связанные с проницаемостью, а именно пористость и концевые точки ОФП (в остальном идентична модели 0).

Модель 2 — начальная нефтенасыщенность в межскважинном пространстве линейно возрастает от 0,4 до 0,6 д.ед., кроме

того, меняется связанное с начальной нефтенасыщенностью значение остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой и газом (в остальном идентична модели 0). Значение насыщенности связанной воды при этом не меняется, заданное распределение начальной нефтенасыщенности уравновешивается поправками к кривой капиллярного давления, вычисляемыми симулятором.

Модель 3 — толщина пласта в межскважинном пространстве линейно возрастает от 4 до 12 м (в остальном идентична модели 0).

Модель 4 — угол наклона пласта составляет 5° (в остальном идентична модели 0).

Модель 5 — соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей пласта в межскважинном пространстве линейно возрастает от 0 до 0,2 (в остальном идентична модели 0).

Модели 6a и 6b — расстояние между скважинами составляет 566 и 849 м, а плотность сетки — 16 и 36 га/скв соответственно (в остальном идентичны модели 0).

Модели 7a и 7b — эффективная нефтенасыщенная толщина моделей постоянна и составляет 4 и 12 м соответственно (в остальном идентичны модели 0).

Модели 8a и 8b — соотношение вертикальной и горизонтальной проницаемостей постоянно и составляет 0 и 0.2 соответственно (в остальном идентичны модели 0).

В моделях 1–5 рассматривалось два варианта размещения скважин, чтобы оценить эффективность продвижения фронта вытеснения в направлении увеличения изменяющегося параметра пласта и в направлении его уменьшения. Вид моделей 1–5 показан на рис. 1 (масштаб оси z в 5 раз выше, чем по осям x и y). Для каждой модели рассмотрена показанная на рис. 1 схема расположения добывающих и нагнетательных скважин, а также схема, при которой они меняются местами.

Для каждой модели рассмотрено 4 технологии воздействия: заводнение, закачка газа, чередующееся и совместное ВГВ. При чередующемся ВГВ предполагалась попеременная закачка оторочек газа и воды, объём которых составлял 10% от объёма начальных запасов нефти элемента воздействия в пластовых условиях. При совместном ВГВ предполагалась закачка водогазовой смеси с соотношением расходов воды и газа в пластовых условиях 1:1. Для закачки используется 100% метан.

Нагнетательная скважина вводится без отработки одновременно с добывающей. Целевая компенсация отбора закачкой рассчитывается на каждом временном шаге таким образом, чтобы среднее пластовое давление поддерживалось на уровне начального. Добывающая скважина работает при постоянном забойном давлении 15 МПа. Забойное давление нагнетательной скважины имеет ограничение сверху 45 МПа. Добывающая скважина отключается, и расчет автоматически останавливается симулятором при объёмной обводнённости более 98% или газонефтяном факторе более 10000 м³/м³.

Особенности гидродинамического моделирования

Флюидальная модель

Вытеснение нефти газом для рассматриваемых условий происходило в режиме ограниченной растворимости газа в нефти.

Параметр	Ед. изм.	Значение
Глубина кровли пласта	м	3000
Угол наклона пласта	–	0°
Пористость	д.ед.	0,18
Начальная нефтенасыщенность	д.ед.	0,5
Проницаемость	мД	30
Эффективная нефтенасыщенная толщина	м	8
Доля коллектора	д.ед.	1
Коэффициент расчленённости	безр.	1
Начальное пластовое давление	МПа	25,5
Давление насыщения	МПа	11,1
Газосодержание нефти	м³/м³	76,4
Вязкость нефти	мПа*с	0,703
Вязкость воды	мПа*с	0,35
Плотность воды в пластовых условиях	кг/м³	990
Плотность воды в поверхностных условиях	кг/м³	1010
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м³	761
Плотность нефти в поверхностных условиях	кг/м³	850
Плотность закачиваемого газа в пластовых условиях	кг/м³	144
Коэффициент вытеснения нефти водой	д.ед.	0,483
Коэффициент вытеснения нефти газом	д.ед.	0,518
Коэффициент вытеснения нефти ВГВ	д.ед.	0,660

Таб. 1 — Геолого-физическая характеристика расчётного элемента (базовая модель)

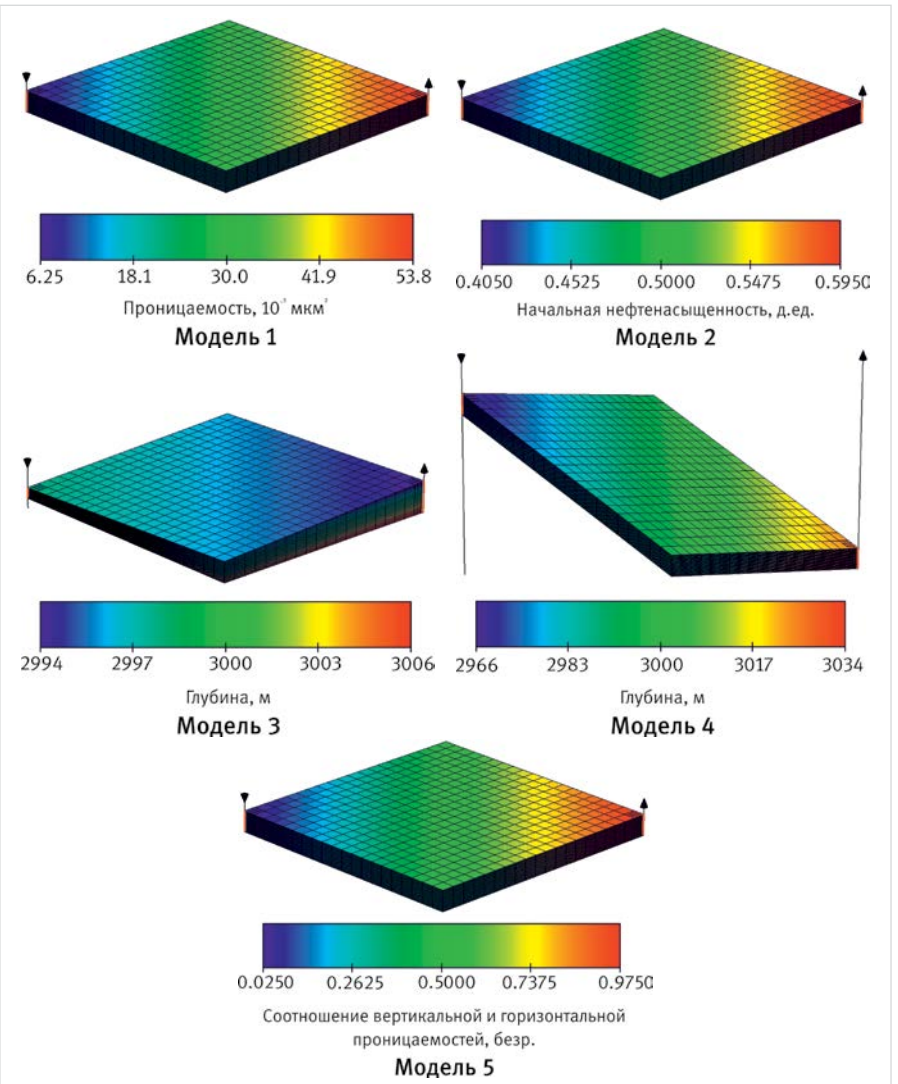


Рис. 1 — Вид гидродинамических моделей 1–5

Для корректного учёта массообменных процессов при гидродинамическом моделировании использовалась композиционная модель, адаптированная на результаты исследований глубинных проб нефти. После адаптации модель воспроизводила полученные в эксперименте значения плотности, объёмного коэффициента, газового фактора, вязкости нефти и вязкости газа с точностью ±5%. Для достижения приемлемой скорости вычислений при гидродинамических расчётах количество компонентов было уменьшено до 6 (N_2+C1, CO_2+C2, C3-4, C5-7, C8-12, C13+) путём их группирования и осреднения свойств.

Модель трёхфазной фильтрации

Симулятор не позволяет напрямую задать значения коэффициентов вытеснения при ВГВ. Для решения этой задачи была создана гидродинамическая модель в масштабе керна, параметры которой настраивались в ходе воспроизведения керновых исследований по вытеснению нефти при закачке воды, газа и ВГВ. При этом учитывалась закономерность, полученная в работе [2]. Адаптация осуществлялась для базовых значений пористости, проницаемости и нефтенасыщенности (таб. 1). Для других значений этих параметров остаточная нефтенасыщенность при ВГВ пересчитывались симулятором с учётом изменения концевых точек относительных фазовых проницаемостей (ОФП) и их масштабирования (с использованием модели Stone I). Коэффициент вытеснения нефти газом был получен по корреляции из [3] в зависимости от пористости и плотностей нефти и газа. Коэффициент вытеснения нефти при ВГВ был получен по результатам экспериментов на кернах пластов с близкими геолого-физическими характеристиками.

Гидродинамическая модель учитывала изменение ОФП между нефтью и газом в зависимости от поверхностного натяжения между ними. Также учитывался гистерезис ОФП газа для воспроизведения появление остаточной газонасыщенности при пропитке водой газонасыщенной области [4].

Учёт петрофизических зависимостей

Для реального пласта значения пористости и проницаемости взаимосвязаны между собой, кроме этого, от пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности пласта зависят коэффициенты вытеснения и концевые точки ОФП и капиллярных давлений. Соответственно, вариация, например, проницаемости модели пласта должна сопровождаться изменением всех других параметров ячеек модели, корреляционно связанных с проницаемостью. Эти особенности учитывались в гидродинамической модели с применением петрофизических зависимостей, полученных по результатам обобщения исследований керна ачимовских отложений. Были использованы следующие зависимости: проницаемость — эффективная пористость, насыщенность связанной воды — проницаемость, коэффициент вытеснения нефти водой — начальная нефтенасыщенность. В качестве исходных свойств ячеек использовалась проницаемость и начальная нефтенасыщенность, а пористость и концевые точки ОФП рассчитывались на их основе. Кроме того, капиллярное давление в системе нефть-вода корректировалось в зависимости от пористости и проницаемости с использованием функции Леверетта [5, 6].

Результаты расчётов

Достигнутые значения конечного КИН приводятся в таб. 2 (для наглядности используется цветовая дифференциация диапазонов значений). Относительное изменение КИН выражает относительный прирост КИН при движении фронта вытеснения в направлении возрастания изменяющегося (для данной модели) параметра по отношению к варианту, в котором фронт вытеснения движется в обратном направлении (для моделей 1–5). Для моделей 6–8 относительный

№ модели	Описание модели (стрелка — направление вытеснения)			КИН, д.ед.				Относительное изменение КИН, %				Абс. изменение КИН при увеличении параметра П на единицу: ΔКИН/ΔП * 100%			
				Зав.	ЗГ	чВГВ	сВГВ	Зав.	ЗГ	чВГВ	сВГВ	Зав.	ЗГ	чВГВ	сВГВ
0	Базовая			0.465	0.454	0.508	0.528	-	-	-	-	-	-	-	-
1	Низкий $K_{пр}$ ($5*10^{-3}$ мкм²)	→	Высокий $K_{пр}$ ($55*10^{-3}$ мкм²)	0.469	0.497	0.532	0.527	1.9	4.2	3.4	3.7	0.007	0.085	0.047	-0.002
		←		0.460	0.477	0.515	0.508								
2	Низкая $S_{н.нач}$ (40%)	→	Высокая $S_{н.нач}$ (60%)	0.497	0.478	0.546	0.565	0.5	2.6	2.4	3.6	0.159	0.119	0.187	0.184
		←		0.494	0.466	0.533	0.546								
3	Низкая $h_{н.эфф}$ (4 м)	→	Высокая $h_{н.эфф}$ (12 м)	0.469	0.459	0.506	0.513	1.0	4.7	-0.6	-1.1	0.048	0.063	-0.031	-0.190
		←		0.464	0.439	0.509	0.519								
4	Вытеснение сверху вниз (угол наклона пласта -5°)			0.464	0.479	0.515	0.530	-0.6	10.3	1.8	0.1	-0.027	0.498	0.138	0.024
	Вытеснение снизу вверх (угол наклона пласта +5°)			0.466	0.434	0.506	0.529								
5	Низкая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}$=0)	→	Высокая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}$=0.2)	0.476	0.476	0.528	0.555	2.4	7.5	4.7	8.5	11.3	22.0	19.4	26.6
		←		0.465	0.443	0.504	0.512								
6a	Плотность сетки 16 га/скв.			0.465	0.472	0.518	0.547	0.3	7.4	3.1	5.9	0.007	0.164	0.077	0.153
6b	Плотность сетки 36 га/скв.			0.464	0.440	0.503	0.516								
7a	Низкая $h_{н.эфф}$ (4 м)			0.464	0.443	0.508	0.508	-0.4	-4.7	-0.1	-6.5	-0.023	-0.274	-0.003	-0.443
7b	Высокая $h_{н.эфф}$(12 м)			0.466	0.465	0.509	0.543								
8a	Низкая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}$=0)			0.466	0.461	0.597	0.605	0.7	6.4	19.4	19.3	1.530	13.89	48.5	49.0
8b	Высокая верт. сообщ. ($K_{верт}/K_{гор}$=0.2)			0.463	0.433	0.500	0.507								

Шкала значений

min max

Таб. 2 — Конечный КИН по рассмотренным технологиям воздействия для каждой модели
$K_{пр}$ — коэффициент проницаемости, $S_{н.нач}$ — начальная нефтенасыщенность, $h_{н.эфф}$ — эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, $K_{верт}$ — проницаемость пласта перпендикулярно напластованию, $K_{гор}$ — проницаемость пласта вдоль напластования, параметр П — параметр, меняющийся в данной модели

прирост КИН выражает прирост КИН моделей с индексом «a» по отношению к моделям с индексом «b».

Поскольку расчётные модели не имеют слоистой неоднородности, прерывистости, и разрабатываются регулярной сеткой скважин, то для заводнения коэффициент охвата близок к единице (остаточные подвижные запасы нефти находятся в межскважинном пространстве и в области вблизи добывающей скважины, в которой их наличие обусловлено отключением скважины при обводнённости 98%, а не 100%).

Проницаемость. При закачке воды, газа и ВГВ наибольший КИН будет достигнут, если добывающие и нагнетательные скважины разместить так, чтобы фронт вытеснения двигался в направлении возрастания проницаемости. При закачке газа в направлении убывания проницаемости, доля объёма пласта, не охваченная закачкой (выражаемая отношением объёма пор ячеек, в которых газонасыщенность оставалась нулевой в течение всего расчёта, к поровому объёму всех ячеек модели), составила 27%. При закачке газа в обратном направлении доля не охваченного газом объёма пласта снижается до 15% (не охваченные газом участки пласта в обоих случаях находятся в нижней его части). Это обусловлено тем, что, согласно анализу линий тока, наиболее интенсивно всплытие газа к кровле пласта происходит вблизи зоны закачки, где насыщенность и подвижность газа наибольшая, и он насыщает пласт практически по всей его толщине. Соответственно, снижение проницаемости в зоне закачки по сравнению с зоной отбора снижает интенсивность гравитационной сегрегации газа, за счёт чего и достигается более высокий коэффициента охвата и КИН.

Начальная нефтенасыщенность. Для любой из рассмотренных технологий воздействия более высокий КИН достигается при движении фронта вытеснения в направлении из зоны пониженной начальной нефтенасыщенности в зону повышенной. Для заводнения это играет менее существенную роль (относительное изменение КИН — 0,5%), но для закачки газа и ВГВ это значимо (относительное изменение КИН — от 2,4 до 3,6%). Более низкое значение начальной нефтенасыщенности и, соответственно, более высокое значение начальной водонасыщенности в зоне размещения нагнетательной скважины при закачке газа приводит к тому, что в этой зоне имеет место не преимущественно двухфазная (нефть+газ), а трёхфазная (нефть+вода+газ) фильтрация и, соответственно, более высокие фильрационные сопротивления, которые будут снижаться к зоне отбора. За счёт этого охват газом нижней части пласта увеличивается (по тем же причинам, что и в модели 1). Пониженное значение нефтенасыщенности пласта в зоне отбора будет приводить к тому, что дебит по нефти будет ниже по отношению к дебитам газа и воды, и предельный газонефтяной фактор и обводнённость будут достигаться раньше.

Эффективная нефтенасыщенная толщина. Ожидалось, что ВГВ и закачка газа будут иметь большую эффективность в тонких пластах, т.к. гравитационная сегрегация будет менее выражена и охват по толщине будет выше. Однако результаты расчётов показали, что чем выше средняя эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, тем выше КИН по всем рассмотренным технологиям воздействия. И нефть, и газ являются несмачивающими фазами, капиллярные давления между ними очень низки и переходная зона практически отсутствует. Пласт в нагнетательной скважине перфорирован по всей толщине и, соответственно, газ закачивается в пласт по всей толщине практически равномерно. Прежде, чем газ, закачанный в нижнюю часть пласта, поднимется к кровле пласта, ему необходимо пройти путь по всей толщине пласта, и чем больше толщина пласта, тем медленнее будет происходить этот процесс, и тем выше будет коэффициент охвата (при одинаковом расстоянии между зонами отбора и закачки) — рис. 2 (масштаб по оси *z* в 20 раз крупнее, чем по осям *x* и *y*).

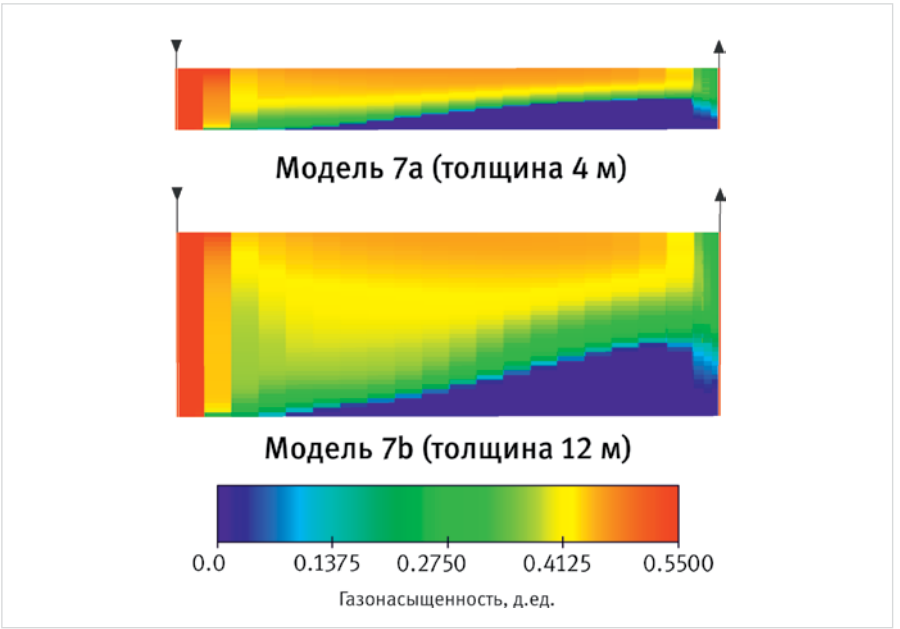


Рис. 2 — Распределение газонасыщенности при закачке газа на конец разработки (вертикальный разрез по линии между добывающей и нагнетательной скважинами)

Если толщина пласта различается по площади, то наибольший КИН при заводнении и закачке газа будет достигнут при движении фронта вытеснения в направлении увеличения толщины пласта. Это обусловлено тем, что когда добывающая скважина расположена на участке пласта с пониженной толщиной, характеризующегося пониженной продуктивностью, увеличивается срок разработки (для закачки газа — в 2,5 раза). При большем сроке разработки фронт закачиваемого агента будет двигаться медленнее, но гравитационная сегрегация закачиваемого агента будет проходить с неизменной скоростью, т.к. она не зависит от перепада давления между зонами закачки и отбора, а зависит только от разности плотностей флюидов. Следовательно, увеличение срока разработки ведет к более выраженной гравитационной сегрегации закачиваемого газа у кровли, а закачиваемой воды — у подошвы пласта, что снижает коэффициент охвата пласта по толщине.

При ВГВ более высокий (на 0,6–1,1%) КИН достигается при движении фронта вытеснения в направлении снижения толщины пласта. Это обусловлено следующим. Снижение эффективности ВГВ связано с вертикальным разделением закачиваемых воды и газа, но снижение толщины вдоль фронта вытеснения приводит к тому, что, во-первых, в зоне, где гравитационная сегрегация наиболее интенсивна (вблизи нагнетательной скважины), воде для опускания и газу для всплытия необходимо пройти наибольший путь по вертикали, во-вторых, снижение толщины вдоль фронта вытеснения способствует повторному сближению закачиваемых воды и газа.

Угол наклона пласта. Т.к. плотность газа меньше плотности нефти, то закачка газа показала большую эффективность при наклоне пласта вниз от зоны закачки к зоне отбора. Плотность воды выше плотности нефти, и заводнение оказалось эффективнее, когда нагнетательная скважина располагалась ниже добывающей, хотя для данных условий изменение эффективности заводнения в зависимости от угла наклона пласта существенно ниже, чем для закачки газа. Совместное и чередующееся ВГВ при соотношении воды и газа 1:1 целесообразно осуществлять сверху вниз. Стоит отметить, что для разного угла наклона пласта может быть разное оптимальное соотношение воды и газа при ВГВ.

Вертикальная сообщаемость пласта. Заводнение, закачка газа и ВГВ наиболее эффективны при движении фронта вытеснения из зоны с низкой вертикальной сообщаемостью в зону с высокой.

Высокое среднее значение вертикальной сообщаемости пласта в целом неблагоприятно сказывается на коэффициенте охвата при рассмотренных видах воздействия на пласт. Для закачки воды это менее существенно, для ВГВ — более существенно.

Плотность сетки скважин. Чем дальше друг от друга расположены добывающая и нагнетательная скважины, тем дольше будет двигаться фронт вытеснения, тем раньше произойдет гравитационная сегрегация флюидов, и тем ниже будет коэффициент охвата. В наиболее существенной степени это выражено для закачки газа и ВГВ, в то время

как для заводнения этот эффект минимален, т.к. гравитационная сегрегация воды сдерживается капиллярным давлением.

Итоги

При водогазовом воздействии добывающие и нагнетательные скважины для максимизации нефтеотдачи необходимо размещать таким образом, чтобы движение фронта вытеснения происходило в направлении увеличения вертикальной сообщаемости пласта, увеличения проницаемости, увеличения начальной нефтенасыщенности пласта, снижения эффективной нефтенасыщенной толщины пласта и сверху вниз. Водогазовое воздействие и закачка газа при прочих равных условиях более эффективны в пластах с более низкой вертикальной сообщаемостью, с более высокой средней эффективной нефтенасыщенной толщиной и с меньшим расстоянием между добывающими и нагнетательными скважинами.

Выводы

По результатам работы были сформированы критерии для выбора наиболее перспективных участков пласта для закачки воды, газа и водогазового воздействия с учётом основных характеристик пласта и их изменения вдоль фронта вытеснения, а также дана количественная оценка влияния рассмотренных параметров пласта на КИН.

Список используемой литературы

1. Christensen J. R., Stenby E. H., Skauge A. Review of WAG field experience. S P E Reservoir Evaluation and Engineering, Vol. 4, issue 2, 2001, pp. 97–106.
2. Телков В.П. Определение оптимальных условий и области применения водогазового воздействия на пласт с целью увеличения КИН и утилизации ПНГ // Нефтепромысловое дело. 2008. №11. С. 57–59.
3. Артюхович В. К. Расчет коэффициента вытеснения нефти из пористой среды углеводородным газом под высоким давлением // Нефтяное хозяйство. 2004. №4. С. 54–55
4. Carlson F.M. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 1981, 4–7 October.
5. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва-Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2004. 416 с.
6. Гиматудинов Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1971. 312 с.

Search of optimal conditions for placement of injection wells for gas injection and WAG

UDC 622.276

Authors:
Kirill V. Kazakov — first class engineer[1], post graduate[2]; kazakov_kv@bk.ru
Kirill A. Bravichev — Ph.D., associate professor, deputy head of department for research[2]; bravicheva_t_b@mail.ru
Aleksandr N. Lesnoi — head of department[1]; aleksandr.Lesnoi@lukoil.com

[1]LLC 'LUKOIL-Engineering', Moscow, Russian Federation
[2]Gubkin Russian State University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation

Abstract

The paper contains evaluation of effectiveness of water flooding, gas injection, alternating injection and simultaneously water and gas injection depending on values of the basic filtration-capacitive properties of the reservoir, their distribution on the reservoir and geometry of the reservoir. The evaluation of effectiveness of these technologies is based on numerical composite simulation.

Materials and methods

Compositional simulation model for carrying out numerical experiments was created on the basis of summarizing the data of core study and study of oil samples of Achimov deposits of Western Siberia. Properties of the model and their distribution between the areas of injection and production varied and for these conditions the effectiveness of injection of water, gas and WAG was estimated.

Results

Production and injection wells for WAG for maximization of Oil Recovery must be placement so that the movement of water and gas will processing in the direction of increasing of vertical connectivity, permeability, intial oil saturation and decreasing of thickness and from top to bottom. WAG and gas injection, ceteris paribus, will be more effective in reservoirs with lower vertical connectivity, with a higher average effective thickness and with less distance between production and injection wells.

Conclusions

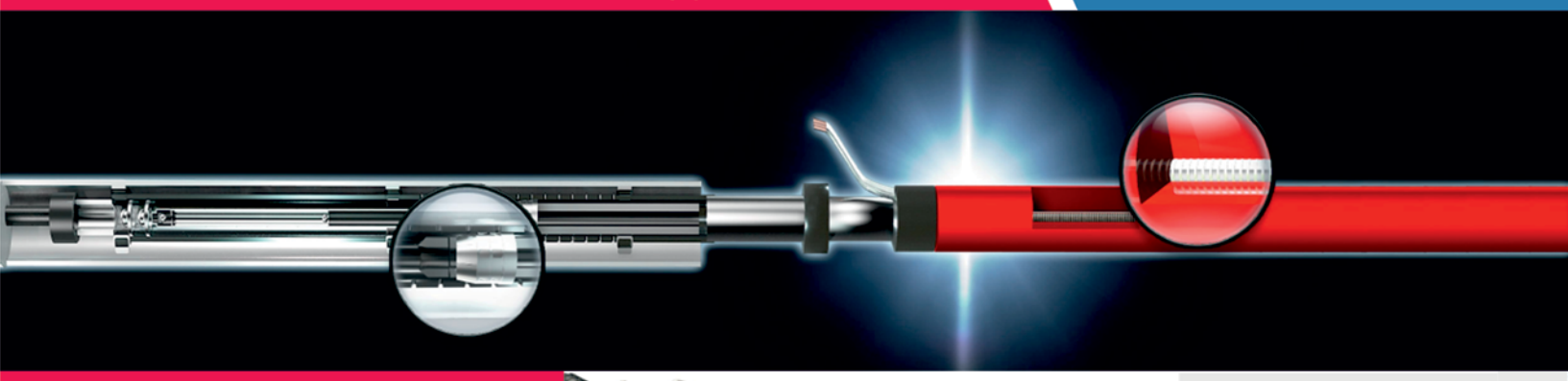
Criteria for selection of the most promising areas of the reservoir for water injection, gas injection and WAG in view of the main properties of the reservoir and their change along the front of displacement. Also the numerical evaluation of impact of the considered parameters of reservoir to oil recovery is given.

Keywords

WAG, gas injection, enhanced oil recovery, numerical simulation, placement of wells, Achimov deposits

References

1. Christensen J. R., Stenby E. H., Skauge A. Review of WAG field experience. S P E Reservoir Evaluation and Engineering, Vol. 4, issue 2, 2001, pp. 97–106.
2. Telkov V.P. *Opredelenie optimal'nykh usloviy i oblasti primeneniya vodogazovogo vozdeystviya na plast s tsel'yu uvelicheniya KIN i utilizatsii PNG* [Stipulation of optimum conditions and range of application the WAG to increase of oil recovery index and APG utilization]. *Neftepromyslovoe delo*, 2008, issue 11, pp. 57–59.
3. Artyukhovich V. K. *Raschet koeffitsienta vytesneniya nefti iz poristoy sredy uglevodorodnym gazom pod vysokim davleniem* [Computation of oil displacement efficiency from porous medium with compressed hydrocarbon gas]. Oil industry, 2004, issue 4, pp. 54–55.
4. Carlson F.M. Simulation of relative permeability hysteresis to the nonwetting phase. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, USA, 1981, 4–7 October.
5. Aziz Kh., Settari E. *Matematicheskoe modelirovanie plastovykh system* [Mathematical modeling of reservoir systems]. Moscow–Izhevsk: *Institut komp'yuternykh tekhnologiy*, 2004, 416 p.
6. Gimatudinov Sh. K. *Fizika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of the oil and gas reservoir]. Moscow: *Nedra*, 1971, 312 p.



На производственных площадях ООО «Центр ИТ» в г. Перми организовано сборочное производство нового поколения насосного оборудования для нефтедобычи. Особенностью данного оборудования является то, что поступательно-возвратное движение плунжера одноходового насоса обеспечивает линейный двигатель.

УСТАНОВКА НАСОСНАЯ С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ

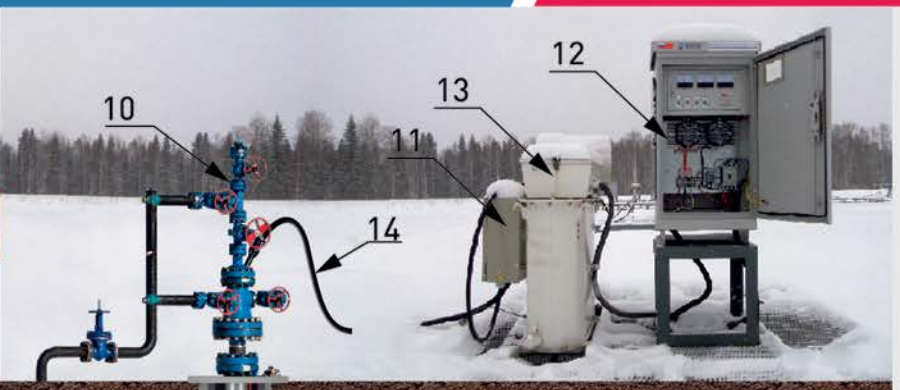
ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ:

- Скважины нефтяного добывающего фонда с проектным дебитом от 4 до 30 м^3/сут.;
- Скважины с глубиной спуска насоса от 1500 до 2500 м;
- Скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны;
- Скважины, реагирующие на сезонную закачку, где периодически требуется корректировка дебита;
- Скважины периодического фонда;
- Скважины, находящиеся на кустовых площадках с ограниченной электрической мощностью;
- Одиночные скважины, а также скважины, которые по технологическим причинам переводятся с ЭЦН, ШВН.

Сейчас оборудование проходит опытно-промышленные испытания на объектах нефтедобычи ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОГО ДВИГАТЕЛЯ

Дата	Ток вверх, А	Ток вниз, А	Число ходов	Ход, м	Частота вверх, Гц	Частота вниз, Гц	Давление, Атм	Дебит, м^3	Давление, Мпа	Эл.энергия, показания счетчика	Расход эл. энергии, кВт*ч	Среднесуточное потребление эл. энергии, кВт*ч	Расход энергии на ед. продукции, кВт*ч / м^3
с 18.11.2015 по 28.12.2015	от 14 до 22	от 4 до 5	8	1.21	14	17	от 19 до 31	от 10 до 12	от 1.09 до 3.13				
28.12.2015	Установлен счетчик электроэнергии, время 17.30									00000.5			
30.12.2016	19	5	8	1.21	14	17	20		2.03	4..4	176	88	
03.01.2016	индикация cfh - перегруз									11..2			
03.01.2016	18	6	8	1.21	14	17	20	10	2.03	11..2	448	74.5	7.45
04.01.2016	19	5	8	1.21	14	17	21	10..2	2.13	15..5	620	88.5	8.64
07.01.2016	20	6	8	1.21	14	17	22	10..8	2.23	19..4	776	77.6	7.2
09.01.2016	20..0	6	8	1.21	14	17	22-24	10..6	2.23-2.43	23..5	940	78.3	7.25
11.01.2016	20	5	8	1.21	14	17	22-23		2.23-2.33	27..9	1116	79.7	



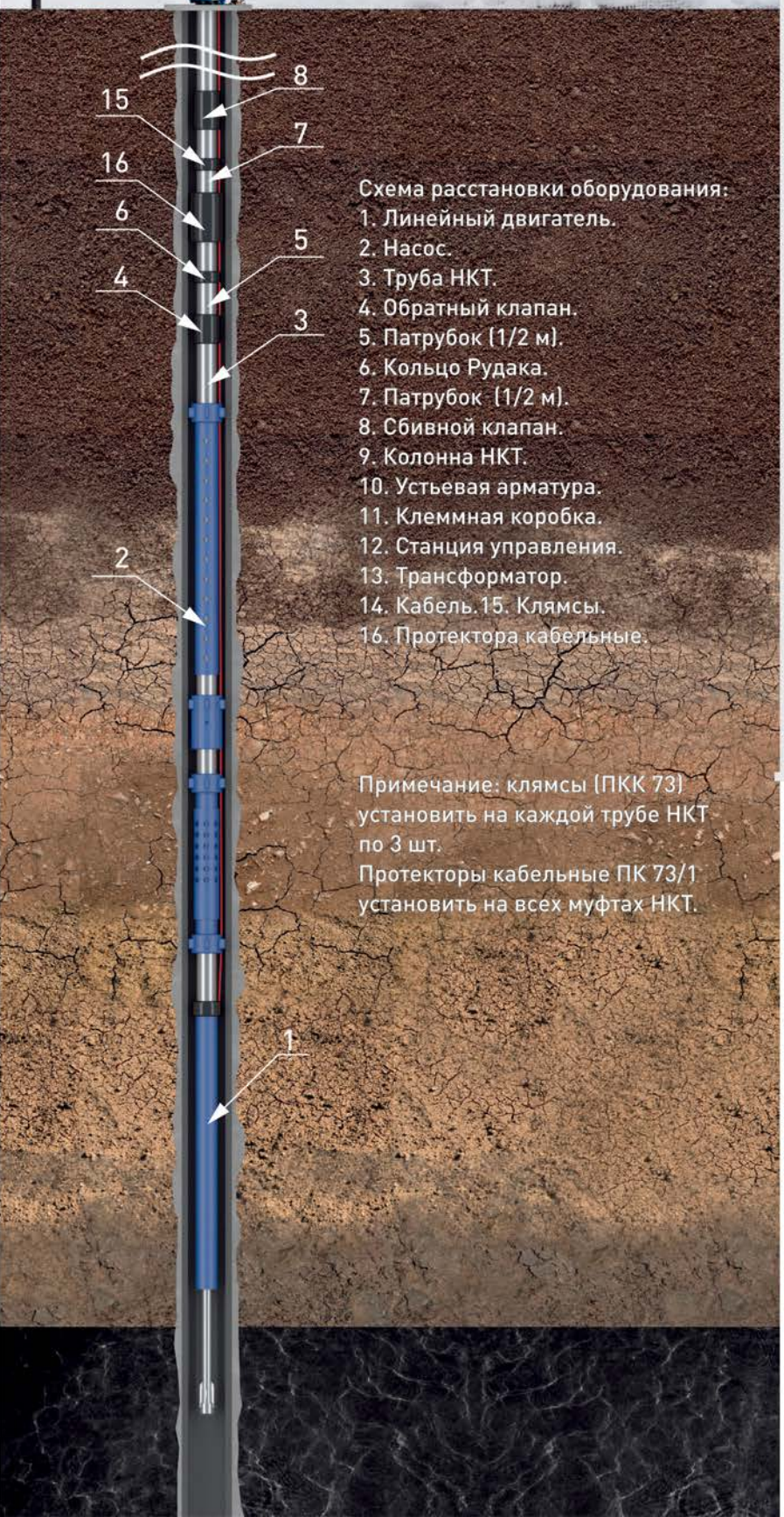


Схема расстановки оборудования:
1. Линейный двигатель.
2. Насос.
3. Труба НКТ.
4. Обратный клапан.
5. Патрубок (1/2 м).
6. Кольцо Рудака.
7. Патрубок (1/2 м).
8. Сбивной клапан.
9. Колонна НКТ.
10. Устьевая арматура.
11. Клеммная коробка.
12. Станция управления.
13. Трансформатор.
14. Кабель.15. Клямсы.
16. Протектора кабельные.

Примечание: клямсы (ПКК 73) установить на каждой трубе НКТ по 3 шт.
Протекторы кабельные ПК 73/1 установить на всех муфтах НКТ.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ С ЛИНЕЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ:

- Сокращение затрат на обустройство скважин, связанных с возведением фундаментов и устьевых площадок.
- Полный отказ от сервисного обслуживания, связанного с монтажом и уравновешиванием станка-качалки, сменой ремней, ремонта кривошипно-шатунного механизма и других работ, связанных с эксплуатацией станка-качалки.
- Полное исключение отказов, связанных с обрывом и отворотом штанг.
- Оперативное (одним нажатием кнопки или дистанционно с рабочего места) изменение параметров работы насоса – скорости движения и количества перемещений плунжера вверх-вниз без привлечения сервисных организации и без остановки оборудования.
- Высокий КПД насоса за счет периодической эксплуатации, малой длительности закачки и высокой степени заполнения полости насоса, отсутствия потерь хода.
- Обеспечение энергосбережения за счет малой продолжительности подачи электропитания во время периодической работы двигателя (питание подается 12 с/мин. или менее 5 ч/сут.).
- Обеспечение экологической чистоты нефтедобычи за счет отсутствия набивных сальников, через которые возможен выброс нефти.
- Особенности конструкции насоса исключают образование газовых пробок.
- Наличие песочного фильтра-отделителя.
- Внутренние поверхности двигателя и насоса выполнены из никелевого сплава с добавлением бора, азота и углерода, что обеспечивает высокую коррозионную защиту.
- Увеличение наработки на отказ за счет значительного сокращения узлов отказа и простоты конструкции насосной установки.

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЦЕНТР ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ»
(ООО «Центр ИТ»)

614016, Пермь, ул. Краснофлотская, д. 28
+7 (342) 206-31-95
+7-912-88-98-331 — Директор
Вдовин Эдуард Юрьевич
+7-919-44-62-651 — Главный инженер
Локшин Лев Иосифович

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
www.centrit.net

ISO 9001:2008
ISO 14001
OHSAS 18001

УДК 622.276

Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины

И.В. Бородич
научный сотрудник ДГСБ[1]
borodichiv@nipineft.tomsk.ru

Д.Г. Ткачев
Ассистент кафедры ГРНМ ИПР ТПУ[2]
tkachev@tpu.ru

[1]ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия
[2]Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

Внедрение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах является перспективным направлением, поскольку она позволяет увеличить темпы выработки и, как следствие, получить максимальный экономический эффект, а также ввести в разработку ранее нерентабельные запасы. В работе рассматривается вопрос о выборе оптимального типа заканчивания проектных скважин для разработки части, либо месторождения в целом, в зависимости от различных геолого-физических характеристик пласта.

Материалы и методы
В работе использованы аналитические модели расчета продуктивности горизонтальной скважины с МГРП: Hujun Li; R.N. Horne; Boyun Guo and D.S. Schechter; Boyun Guo and Xiance Yu; Hong Yoan.

Ключевые слова
тип заканчивания, проектная скважина, горизонтальная скважина, многостадийный ГРП

Выбор типа заканчивания проектной скважины при разбуривании месторождения зависит от многих факторов, таких как геолого-физические характеристики пласта и показатели разработки [1]. Данный вопрос рассматривается при составлении проектного документа, который содержит в себе комплекс последовательных, взаимосвязанных инженерных решений, направленный на достижение максимального коэффициента извлечения нефти и прибыли. Однако стоит отметить то, что это является трудоемким и длительным процессом. В целях экономии ресурсов и проведения экспресс-оценки в работе предложена упрощенная схема выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины (рис. 1).

Предложенная схема содержит в себе элемент, который является неопределенным на сегодняшний день: расчет продуктивности горизонтальной скважины (ГС) с МГРП. Для оценки продуктивности ГС с МГРП существует множество аналитических моделей, при использовании которых, в одних и тех же условиях, можно получить существенно отличающиеся друг от друга результаты.

В работе Hujun Li [2] представлена математическая модель для оценки продуктивности горизонтальной скважины пересеченной перпендикулярными трещинами, основанная на принципе гидравлического сопротивления. Рассмотрено два варианта притока: 1) приток только к системе перпендикулярных трещин; 2) приток к системе трещин и к частично перфорированному стволу скважины. Вычисления и анализ показывают, что результаты расчетов совместимы с фактической продуктивностью двух горизонтальных скважин с МГРП на месторождении Дацинг. В работе Horne [3] выведено полуаналитическое решение с помощью точечного источника. В работе [4] Gao and Schetcher представили математическую модель для определения продуктивности горизонтальных скважин, пересекающих секцию резервуара, полностью пронизанную трещинами. В работе Boyun Guo and Xiance Yu [5] резервуар разделяется на внутренний регион, пронизанный трещинами, и внешний регион без трещин. В работе Hong Yoan [6] предложен метод расчета давления на конце трещины и введен пересчетный коэффициент проницаемости. Результаты вычислений сопоставляются с реальными данными с месторождения Валхалл и показывают хорошую сходимость.

Непосредственный выбор модели проводится только при наличии опыта бурения такого рода скважин: опытный участок или месторождение аналог.

В ходе выполнения работы было проведено, на основе данных по двум месторождениям Западной Сибири, сравнение фактических запускных параметров скважин с аналитическими моделями расчета продуктивности ГС с МГРП. По результатам анализа ряда аналитических моделей была выбрана модель Li [2], как наиболее точно описывающая рассматриваемый случай (рис. 2).

После выделения модели расчета дебита ГС с МГРП можно непосредственно перейти к формулировке критерия выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины. Первым шагом является оценка продуктивности проектной скважины в зависимости от типа заканчивания и различных геолого-физических характеристик пласта. Рассматриваемые типы заканчивания (в данной работе: наклонно-направленная скважина (ННС) с ГРП; горизонтальная скважина с длиной ствола 500 м; горизонтальная скважина с длиной ствола 500 м и 5 стадиями разрыва) были приведены к единым условиям, в которых основными параметрами, влияющими на продуктивность, являются проницаемость и эффективная мощность

Рис. 1 — Выбор типа заканчивания проектной скважины

пласта. В результате, построены поверхности зависимости дебита жидкости от них (рис. 3).

Опираясь на полученные результаты, сделаны следующие промежуточные выводы:

1) В пластах с эффективной мощностью до 5 м, отмечается превосходство горизонтальной скважины над двумя другими типами заканчивания;
2) В пластах с эффективной мощность более 12 м, отмечается превосходство ННС с ГРП над ГС.

Следующим шагом является привлечение оценки экономической эффективности, которая позволит выявить оптимальные границы применения определенного типа заканчивания проектной скважины.

Экономическая оценка была проведена после расчета стартовых показателей проектной скважины в зависимости от типа заканчивания и различных геолого-физических характеристик пласта, и аналитических темпов падения. Далее, с помощью модели экономической эффективности, стоимостных показателей и сценарных условий (приняты сценарные условия РН) произведен расчет экономического эффекта.

По полученным результатам создана матрица сравнения чистого дисконтированного дохода (NPV) для разных типов заканчивания проектной скважины в зависимости от ранее указанных параметров, по которой сделаны следующие выводы:

1) При сравнении NPV ГС и NPV ННС+ГРП: в пластах с эффективной мощностью до 6 метров предпочтительно использование горизонтальной скважины (таб. 1).
2) При сравнении NPV ННС+ГРП и ГС+ГРП: практически повсеместно ГС+МГРП является более эффективной, чем ННС+ГРП (таб. 2).
3) При сравнении NPV ГС и ГС+МГРП: отмечено, что горизонтальная скважина по-прежнему обладает превосходством в маломощных пластах (таб. 3).
4) Также существует область, в которой ни один из типов заканчивания (при данных условиях) не является рентабельным.

Обобщенный результат, дополненный геологическими условиями, представлен в блок-схеме выбора типа заканчивания проектной скважины (рис. 4):

1) В монолитном пласте с эффективной мощностью менее 6 м, предпочтительно бурение горизонтальной скважины;
2) В монолитном пласте с эффективной мощностью более 6 м, предпочтительно бурение ННС+ГРП или ГС+МГРП, выбор зависит от экономической оценки. Однако, здесь стоит учитывать наличие водонасыщенных и газонасыщенных пропластков, и возможность прорыва в них трещины ГРП. Поэтому необходимо проводить моделирование распространения трещины, по результатам которого возможна смена технологии заканчивания;
3) В расчлененном пласте предпочтение отдается ННС+ГРП или ГС+МГРП, выбор аналогичен выбору типа заканчивания проектной скважины в монолитном пласте с эффективной мощностью более 6 м.

Итоги

В работе проведен анализ продуктивности проектной скважины в зависимости от типа заканчивания и различных геолого-физических характеристик пласта.

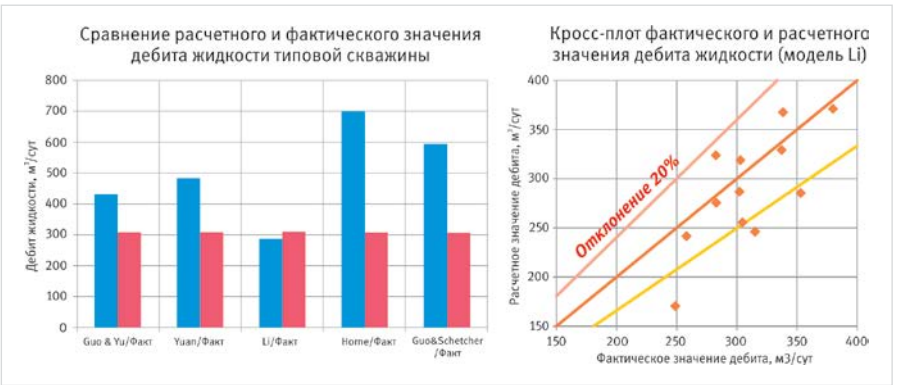


Рис. 2 — Оценка продуктивности горизонтальной скважины с МГРП

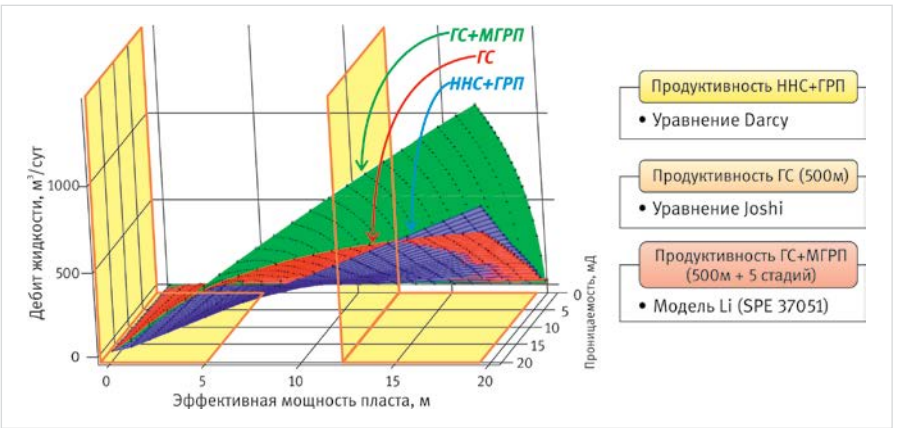


Рис. 3 — Продуктивность скважины в зависимости от геолого-физических характеристик пласта

Проницаемость (мД) \ Эффективная мощность пласта (м)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	ННС+ГРП эффективнее	
2	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	19	17	12	6	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
3	не рентабельно	не рентабельно	26	28	26	21	13	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
4	не рентабельно	22	31	34	32	27	18	6	ННС+ГРП эффективнее	
5	не рентабельно	24	35	39	37	30	20	7	ННС+ГРП эффективнее	
6	не рентабельно	26	38	41	39	32	21	6	ННС+ГРП эффективнее	
7	не рентабельно	28	38	41	37	27	14	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
8	не рентабельно	31	43	46	41	31	16	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
9	не рентабельно	35	47	50	45	34	18	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
10	13	37	50	53	48	37	19	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
11	14	39	52	55	50	37	18	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
12	15	40	53	55	48	34	14	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
13	15	40	53	54	46	31	8	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
14	15	40	52	53	44	27	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
15	15	40	52	51	41	22	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
16	15	40	51	49	37	17	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
17	15	39	49	47	33	11	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
18	15	38	47	44	29	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
19	14	37	45	41	24	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	
20	14	36	43	37	19	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	

Таб. 1 — Сравнение ГС с ННС+ГРП
**в таблице приведена разница NPV(млн руб.) за пять лет эксплуатации*
***горизонтальная скважина рассматривается только для монолитного пласта*

Проницаемость (мД) \ Эффективная мощность пласта (м)	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	21	30	39
2	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	15	29	42	56	69	83	
3	не рентабельно	не рентабельно	12	30	47	65	82	99	116	
4	не рентабельно	не рентабельно	21	42	62	82	102	121	141	
5	не рентабельно	5	28	51	74	96	118	139	161	
6	не рентабельно	9	34	59	83	107	130	154	176	
7	не рентабельно	13	39	65	91	116	141	165	189	
8	не рентабельно	15	43	70	97	123	149	175	199	
9	не рентабельно	18	46	75	102	129	156	182	208	
10	ННС+ГРП эффективнее	19	49	78	107	134	162	188	214	
11	ННС+ГРП эффективнее	20	50	80	109	137	164	191	217	
12	ННС+ГРП эффективнее	20	50	79	108	136	163	189	215	
13	ННС+ГРП эффективнее	20	50	78	107	134	161	186	211	
14	ННС+ГРП эффективнее	19	48	77	105	131	157	182	206	
15	ННС+ГРП эффективнее	18	47	75	102	128	153	177	201	

Таб. 2 — Сравнение ННС+ГРП с ГС+МГРП
**в таблице приведена разница NPV(млн.руб) за пять лет эксплуатации*

Разработан критерий для экспресс-оценки выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины, базирующийся на экономическом эффекте.

Выводы

На основе предложенного критерия определены оптимальные границы для наклонно-направленной скважины с ГРП, горизонтальной скважины и горизонтальной скважины с МГРП, и предложена блок-схема, по выбору типа заканчивания проектной скважины.

Список литературы

1. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М. Выбор методов увеличения нефтеотдачи на основе аналитической оценки геолого-физической информации // Известия ТПУ. 2012. №1 Т. 321. С. 149–154.
2. Hujun Li, Zhengqi Jia. Новый метод определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП. SPE 37071, 1996.
3. Horne R.N. Относительная продуктивность и моделирование изменения давления горизонтальной скважины с многостадийным ГРП. SPE 29891, 1995.
4. Boyun Guo and D.S. Schechter. Простая и точная математическая модель оценки продуктивности скважин пересекающихся с длинными трещинами, SPE 38104. 1997.
5. Boyun Guo and Xiance Yu. Простая и точная математическая модель для определения продуктивности горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, SPE 114452. 2008.
6. Hong Yoan. Новая модель для определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП. SPE 133610, 2010.

Проницаемость (мД)	Эффективная мощность пласта (м) 1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	27	41	56
2	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	ГС эффективнее	12	30	50	71	94
3	не рентабельно	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	21	44	69	95	123
4	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	7	30	55	84	115	148
5	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	13	37	66	98	132	169
6	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	17	44	75	110	147	187
7	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	54	89	127	169	212
8	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	56	92	133	177	224
9	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	57	95	138	184	233
10	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	58	98	142	191	242
11	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	59	100	146	196	250
12	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	60	102	149	201	257
13	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	60	103	152	206	263
14	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	61	105	155	210	269
15	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	61	106	158	214	274

Таб. 3 — Сравнение ГС с ГС+МГРП
**в таблице приведена разница NPV(млн.руб) за пять лет эксплуатации*
***горизонтальная скважина рассматривается только для монолитного пласта*

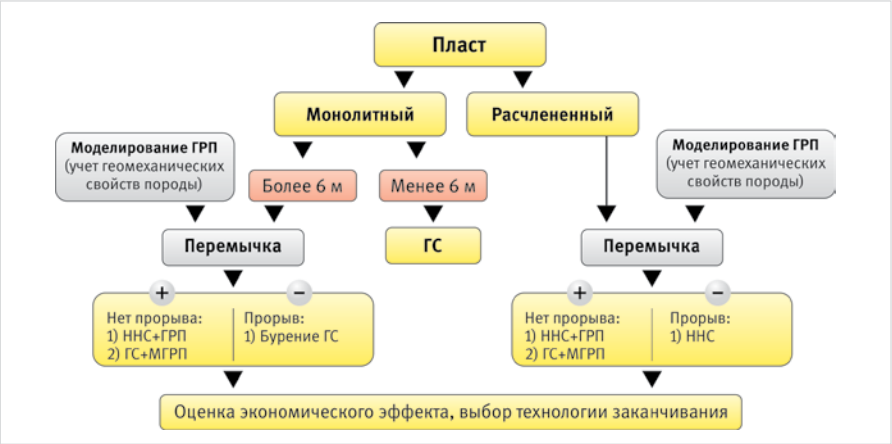


Рис. 4 — Блок-схема выбора типа заканчивания проектной скважины

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

Assessment of the prospects of multistage fracturing technology application and the choice of optimal well completion type

UDC 622.276

Authors:
Ilya V. Borodich — research fellow of the DGSD[1]; borodichiv@nipineft.tomsk.ru
Dmitriy G. Tkachev — assistant of the department of geology and development of oil fields[2]; tkachev@tpu.ru

[1]"TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russian Federation
[2]National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

Abstract

Introduction of the multistage hydraulic fracturing technology to the horizontal wells is promising because it allows increasing the performance and as a result obtaining the maximum economic benefit. Also it helps to bring previously non-efficient reserves into development.

The paper discusses the choice of optimal planned well completion type to develop the whole oil field or its parts depending on different geological and physical characteristics of the reservoir. As reference material the production of two oil fields in Western Siberia were used.

Materials and methods

In the paper analytical models were used to predict performance of horizontal well with multiple fractures: Hujun Li; R.N. Horne; Boyun Guo and D.S. Schechter; Boyun Guo and Xiance Yu; Hong Yoan.

Results

The paper analyses the performance of the planned well depending on the type of completion and various geological and physical characteristics of the reservoir.

The criterion for express assessment of choosing the optimal well completion type is designed, based on an economic assessment.

Conclusions

On the basis of the suggested criterion the optimal boundaries for directional wells with hydraulic fracturing, for horizontal wells and horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing are specified, and a flow chart for choosing the type of planned well completion is proposed.

Keywords

completion type, planned wells, horizontal wells, multi-stage hydraulic fracturing

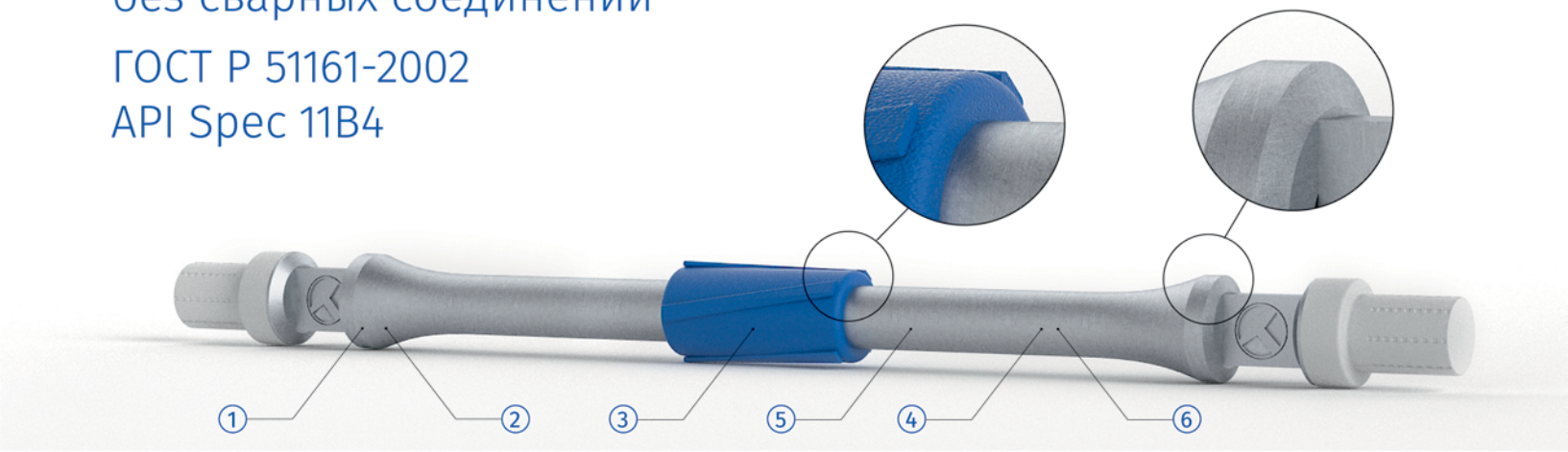
References

1. Ivanov E.N., Kononov Yu.M. *Vybor metodov uvelicheniya nefteotdachi na osnove analiticheskoy otsenki geologo-fizicheskoy informatsii* [The choice of oil recovery increase methods on the basis of analytical assessment of geological and physical information]. *Izvestiya of TPU*. 2012. №1, Vol. 321. pp. 149–154.
2. Hujun Li, Zhengqi Jia. A new method to predict performance of fractured horizontal wells. SPE 37071, 1996.
3. Horne R.N. Relative productivities and pressure transient modeling of a horizontal well with multiple fractures. SPE 29891. 1995.
4. Boyun Guo and D.S. Schechter. A simple and rigorous mathematical model for estimating inflow performance of wells intersecting long fractures. SPE 38104. 1997.
5. Boyun Guo and Xiance Yu. A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured Horizontal wells. SPE 114452. 2008.
6. Hong Yoan. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. SPE 133610. 2010.

Насосные штанги

цельные,
без сварных соединений

ГОСТ Р 51161-2002
API Spec 11B4



① Оптимальный подбор химического состава стали

при производстве прутка для насосных штанг. Обеспечивается высокий комплекс механических свойств, соответствующий самым высоким требованиям к насосным штангам по прочности, пластичности, ударной вязкости, износо- и коррозионной стойкости.

② Производство насосных штанг

на современном импортном и отечественном оборудовании из высококачественных легированных сталей методом электродуговой выплавки. Обеспечивается высокое качество продукта.

③ Использование материалов, легированных молибденом

– устранение обратимой и необратимой отпускной хрупкости стали; никелем – улучшение хладостойкости стали. Расширяется температурная область применения насосных штанг и повышается их сопротивление коррозии в агрессивных средах.

④ Предоставление Заказчику широкого ассортимента

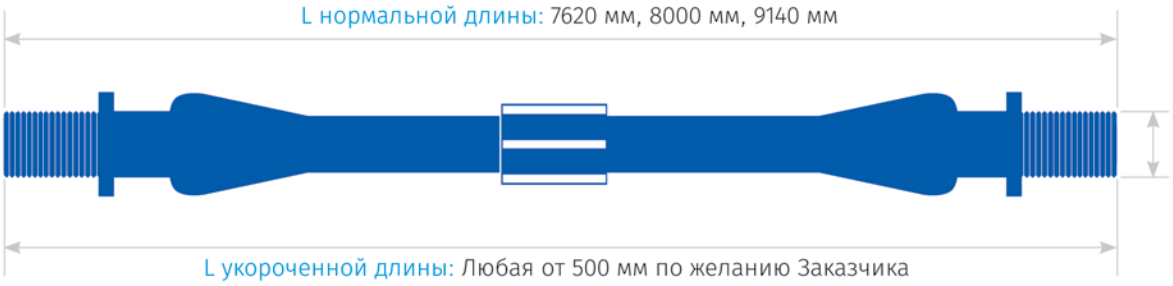
насосных штанг с различными классами прочности и требованиями по коррозионностойкости. Позволяет эксплуатировать насосные штанги с различными нагрузками и в условиях коррозионно-активных сред нефтяных скважин.

⑤ Оснащение насосных штанг скребками-центраторами

из полимерных материалов. Обеспечивается возможность эксплуатации насосных штанг в скважинах, осложненных асфальто-смоло-парафиновыми отложениями. Скребки-центраторы могут быть установлены в любой последовательности и количестве, что позволяет Заказчику выбрать для себя оптимальный вариант борьбы с отложениями внутри колонны НКТ.

⑥ 100% качество нашей продукции

обеспечивается методами входного, инструментального и лабораторного контроля на оборудовании ведущих мировых фирм-производителей Австрии, США и Канады.



Условный диаметр штанги, мм (в дюймах)
16 (5/8”), 19 (3/4”), 22 (7/8”), 25 (1”)

Класс прочности
К, С, Д,
Дспец, Дсупер

Прочность на растяжение* $\sigma_в$
620-1050 МПа

Минимальный предел текучести* $\sigma_{т0,2}$
414-720 МПа

* в зависимости от класса прочности насосной штанги

т. 8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.тмс-групп.рф

Группе компаний «Новомет» 5 февраля 2016 года исполняется 25 лет

Четверть века — полет нормальный

Максим Перельман
генеральный директор АО «Новомет-Пермь»

Если ты решил чем-то заняться всерьез и надолго, то кризис делу не помеха, — именно так решили шестеро ученых–энтузиастов во главе с Олегом Перельманом на рубеже 80-х и 90-х гг., организуя компанию «Новомет». Название означало «Новые металлы», однако основатели будущего холдинга, оборот которого сегодня превышает 10 млрд руб., а количество сотрудников давно «перешагнуло» за 4 тысячи, не ограничивались столь узкой трактовкой. По их мнению, в названии была отражена и нацеленность на инновации, доля которых в сегодняшнем производстве компании составляет 30%, и принципиально новый взгляд на производство ступеней насосов: в начале 90-х никто не верил, что их можно изготавливать методом порошковой металлургии.

Путь к первой УЭЦН

Всем известно, что путь к успеху никогда не бывает усыпан розами. На первых этапах «новометовцам» пришлось и мотоциклами торговать, и втулки с жетонами изготавливать.

«Самое нелепое, — вспоминает нелегкие времена Олег Михайлович, — когда мы только начинали, нас предостерегали со всех сторон: куда вы лезете, сейчас кризис, все рухнуло. По моему мнению, именно в момент кризиса и нужно начинать новое дело. Потом его основать значительно сложнее — все перспективные ниши и сегменты будут заняты, рынок сформируется. Мы начали вовремя».

Казалось бы, научились штамповать ступени — так поставляй их заводам, которые занимаются производством насосов. Но в то время производители подобного оборудования на новичков смотрели свысока. Нефтяники же приходили с конкретными предложениями: перейти от производства отдельных ступеней к производству насосов.

«У нас отремонтированные насосы с вашими ступенями работают лучше, чем новые, — утверждали они. — Почему бы вам не делать насосы целиком?».

Логика подобного решения происходила из всего предыдущего развития компании. В 1998 году был выигран тендер «Сургутнефтегаза» на поставку 100 насосов.

Новая продукция нефтяникам понравилась, но появилось следующее предложение: начать производство двигателей для этих насосов.

Использовали существующий опыт, брали все лучшее, анализировали отзывы нефтяников. Учтя все замечания и предложения, разработали свою уникальную гидрозащиту двигателя.

Наличие в пластовой жидкости нерастворенного газа и мехпримесей заставило сконструировать оборудование, защищающее насос и двигатель. Так появились на свет новые модификации газосепаратора и фильтров.

В итоге с 2002 г. «Новомет» выпускает сложный высокотехнологичный продукт — полнокомплектные погружные насосные установки (УЭЦН) для добычи нефти.

Это, в свою очередь, потребовало новых технологий в управлении производством. Внедрили ERP-систему, подтвердили соответствие менеджмента качества международным стандартам ISO-9001, получили новые сертификаты по охране труда (OHSAS 18000) и окружающей среды (ISO-14000).

Высокий уровень — во всем

С середины «нулевых» начата широкомасштабная модернизация производства компании, приобретаются лучшие токарные автоматические линии «IVS-200» фирмы «MAZAK», обрабатывающие центры фирм «Nakamura Tome» и «WFL» различной модификации, другие станки. На сегодняшний день внедрено более 80 единиц суперсовременного оборудования, что позволило повысить эффективность процессов обработки изделий, а в некоторых случаях — в разы увеличить производительность. При этом уменьшилось время переналадки с нескольких смен до нескольких минут, а за счет использования системы активного контроля повысилось качество деталей.

Высокий уровень развития предприятия в 2004 г. был подтвержден сертификацией системы менеджмента качества на соответствие требованиям международного стандарта ISO 9001. В 2007-м получены сертификаты на соответствие систем экологического менеджмента, промышленной безопасности и охраны труда требованиям ISO 14001 и OHSAS 18001.

В 2013 г. предприятие подтвердило соответствие СМК требованиям Американского института нефти (API) Specification Q1.

По собственной оценке, доля «Новомета» на российском рынке погружных насосов занимает порядка 25%, по оценке компании «Douglas-Westwood» — 18%. По данным «Spears&Associates.Inc» по объему

продаж «Новомет» занимает около 2% мирового рынка УЭЦН (ESP). В будущем планируется увеличить эту долю за счет инновационных технологий.

Дважды, в 2012 и 2014-х годах предприятие входило в десятку лучших российских инновационных компаний-лидеров рейтинга «Техуспех», организованного ОДО «РВК» совместно с Фондом содействия развитию малых форм предприятий в научно-технической сфере.

Сервисный «взлет»

От чего зависит успешность внедрения и эксплуатации погружного нефтедобывающего оборудования и, в конечном счете, успехи нефтяной компании в целом? Прежде всего — от работоспособности и надежности самих внедряемых УЭЦН. Следовательно, развитие сервиса является стратегически важным направлением деятельности для любого производителя оборудования.

С этим все согласны сегодня, однако на рубеже столетий ситуация была принципиально иной. В том, что весной 2002 г. в Нижневартовске открылось первое представительство тогда еще службы сервиса ЗАО «Новомет-Пермь», а летом того же года в ОАО «Сургутнефтегаз» началось внедрение установок повышенной надежности с гарантией 1000 суток, — немалая заслуга основателя компании Олега Перельмана. Благодаря его титаническим усилиям, последовательности и настойчивости сервисное направление начало неуклонно развиваться.

В настоящее время ООО «Новомет-Сервис» — один из лидеров среди отечественных сервисных предприятий, оказывает полный комплекс услуг по обслуживанию фонда скважин, оборудованных УЭЦН: от подбора установок к скважинам до текущего и капитального ремонта всех их узлов. При этом специализацией предприятия продолжает оставаться работа на осложненном фонде, решение задач по увеличению наработки и оптимизации добычи, что достигается за счет нацеленности на разработку и внедрение инновационного оборудования. В этом и заключается «новометовский» подход к сервису УЭЦН.

В настоящее время в составе предприятия действует семь сервисных центров по ремонту и обслуживанию УЭЦН, в том числе в Казахстане и Азербайджане.

Стратегическое направление номер один — прокат оборудования (предоставление оборудования в аренду с полным сервисным обслуживанием). Его доля в проектах компании в настоящее время превышает 50%.

Количество скважин, обслуживаемых ООО «Новомет-Сервис», на сегодня превышает 7,3 тыс., и это далеко не предел возможностей.

Инновационный курс

В современном нефтяном машиностроении выигрывает тот, чье оборудование позволяет добывать больше нефти при меньших затратах, а сервисные центры на местах обеспечивают оптимальные условия для его работы. Бесспорным конкурентным преимуществом является наличие инноваций, без которых невозможно движение вперед.

Для реализации инновационных задач производители должны быть уверены в том, что разработанный продукт соответствует всем требованиям. Для этого в арсенале «Новомета» есть испытательный комплекс, состоящий из 30 стендов, и современная лаборатория для определения физико-химических свойств жидких сред, в которых работают производимые насосы. Из передовых инновационных разработок можно отметить:

- энергоэффективное оборудование, позволяющее при добыче нефти экономить до 25 % электроэнергии;
- два ряда типоразмеров малогабаритного оборудования, когда максимальный диаметр установок с кабелем равен 82 и 95 мм. (аналогов УЭЦН данных диаметров на сегодняшний день в мире нет);
- автоматизированная система удаленного контроля и управления оборудованием Novomet SmartNet, позволяющая в режиме онлайн управлять нефтедобычей практически из любой точки земного шара;
- крупногабаритные установки 7а, 8-го и 9-го габарита с широким диапазоном подач для эксплуатации на морских платформах (добыча на шельфе);
- байпасные системы, предназначенные для доступа технологического или геофизического оборудования в зону ниже УЭЦН без подъема установки;
- системы одновременно-раздельной эксплуатации, главным преимуществом которой является возможность избирательного отбора из двух пластов и регулирования дебита с каждого пласта в отдельности;
- оборудование для работы в условиях повышенного содержания сероводорода;
- мультифазные осевые насосы, предназначенные для работы в условиях высокого содержания нерастворенного газа.

Предприятие имеет собственные программы подбора и оценки надежности нефтепогружного оборудования.

Сегодня инновационный процесс в «Новомете» не останавливается ни на минуту: продолжается поиск новых решений, идут научные исследования, выводятся на рынок новые технологии. От сложных пакерных компоновок компания переходит к технологиям заканчивания скважин для добычи на шельфе, от установок для горизонтальных скважин — к технологиям для проведения многостадийного гидроразрыва пласта, от универсальных станций управления — к технологиям интеллектуализации, мониторинга и контроля нефтедобычи.

Оборудование компании завоевывает все новые рубежи и за пределами СНГ. Особенно востребованы за границей инновационные разработки: малогабаритное (2А и 3) оборудование, энергоэффектиыне УЭЦН, байпасное оборудование, винтовые и кулачковые насосы, вентильные двигатели и др.

Сервисные центры компании открыты в Румынии, Египте, Аргентине, Ираке, Эквадоре, Кувейте, Индонезии и США. Всего за рубежом в настоящее время в работе находится более 850 установок компании.

Два с половиной десятилетия вобрали в себя взлеты и неудачи, периоды экономической стабильности и кризисы. Незыблемым оставалось одно: движение вперед по пути инноваций, разработка новых видов погружного оборудования, стремление развиваться несмотря ни на что. Пусть это движение не прервется никогда.

С юбилеем, «Новомет»!

УДК 621.51

Система противопомпажного управления турбокомпрессором с регулирующей заслонкой на всасывании

С.Г. Тихомиров
д.т.н., профессор[1]
tikhomirov_57@mail.ru

Д.В. Арапов
к.т.н., доцент[1]
arapovdv@gmail.com

В.А. Курицын
к.т.н., технический директор по АСУ[2]
asu@centravtomat.ru

С.С. Саввин
аспирант[1]
savvinss@yndex.ru

[1]Воронежский Государственный Университет Инженерных Технологий, Воронеж, Россия
[2]ЗАО «НПП «Центравтоматика», Воронеж, Россия

Научная работа посвящена созданию системы антипомпажного управления компрессором динамического действия с входной регулирующей дроссельной заслонкой. Приводится решение задачи оптимального управления компрессором с учетом заданного запаса устойчивости к режимам помпажа и торможения.

Материалы и методы
Исследования проведены на ЭВМ с помощью вычислительных методов нелинейного программирования, включая метод наименьших квадратов, штрафных функций, конфигураций Хука-Дживса.

Ключевые слова
турбокомпрессор, противопомпажное управление, регулирующая заслонка, всасывание, конфигурация Хука-Дживса

Компрессоры динамического действия широко используются в газовой, нефтеперерабатывающей, химической и других отраслях промышленности [1]. Важнейшей функцией системы автоматизации компрессорного агрегата является регулирование его производительности с заданным запасом устойчивости к возникновению режима помпажа и торможения потока газа [2–5]. В отдельную группу можно выделить газовые компрессоры динамического действия с входной регулирующей дроссельной заслонкой. Так как температура на всасывании этих компрессоров близка к температуре окружающей среды, а степень сжатия не превышает 5–6, то для них допустимо предположение об идеальности сжимаемого газа [6, 7]. Под степенью сжатия понимается отношение абсолютных давлений нагнетания и всасывания.

Важной проблемой управления такими компрессорами является нахождение безопасного значения угла открытия дроссельной заслонки при значительном уменьшении или увеличении потребления газа. Первое может привести к возникновению автоколебаний давления и расхода (помпажу), второе — к явлению торможения потока газа, вплоть до полной остановки, когда при достижении критических скоростей в межлопаточных каналах ротора дальнейшее увеличение расхода газа оказывается невозможным (рис. 1).

Для решения этой проблемы разработана математическая модель, представляющая собой систему трансцендентных уравнений, включающую зависимость степени сжатия от расхода газа и угла открытия дроссельной заслонки и уравнение приведения паспортной степени сжатия к текущим условиям на всасывании. В качестве экспериментальной базы модели используется паспортная газодинамическая характеристика компрессора (ПГДХ), состоящая из семейства графических зависимостей давления нагнетания ($P_к$) от расхода газа (Q) и угла открытия дроссельной заслонки *(ψ)* при определенных значениях параметров на всасывании, ограниченных слева линией помпажа (рис. 1).

Аппроксимация ПГДХ реализована методом конфигураций Хука-Дживса [8] путем решения нелинейной задачи минимизации суммарного квадратичного критерия невязки паспортных и модельных значений параметров. Результаты аппроксимации следующие:

$$\varepsilon_{пс}=a_1+a_2\cdot Q\cdot sin\psi\cdot exp(a_3\cdot Q\cdot sin\psi)+a_4\cdot Q\cdot exp(a_5\cdot Q)+a_6\cdot sin\psi\cdot exp(a_7\cdot sin\psi)+a_8\cdot Q\cdot cos\psi\cdot exp(a_9\cdot Q\cdot cos\psi)+a_{10}\cdot(Q\cdot sin\psi)a_{11}\cdot exp[a_{12}\cdot(Q\cdot sin\psi)^{-1}]/\{a_{13}\cdot exp[a_{14}\cdot(Q\cdot sin\psi)^{-1}]+Q^{a_{15}}\cdot sin^2\psi/(a_{16}-sin^2\psi)\};$$

$$Q=\lambda_1+\lambda_2\cdot\varepsilon_{пс}\cdot sin\psi\cdot exp(\lambda_3\cdot\varepsilon_{пс}\cdot sin\psi)+\lambda_4\cdot\varepsilon_{пс}\cdot exp(\lambda_5\cdot\varepsilon nc)+\lambda_6\cdot sin\psi\cdot exp(\lambda_7\cdot sin\psi)+\lambda_8\cdot\varepsilon nc\cdot(1-cos\psi)^{-0,5}\cdot exp[\lambda_9\cdot\varepsilon_{пс}\cdot(1-cos\psi)^{-0,5}]+\lambda_{10}\cdot(\varepsilon_{пс}\cdot sin\psi)\lambda_{11}\cdot exp[\lambda_{12}/(\varepsilon_{пс}\cdot sin\psi)]/\{\lambda_{13}\cdot exp[\lambda_{14}/(\varepsilon_{пс}\cdot sin\psi)]+\varepsilon_{пс}\cdot\lambda_{15}\cdot sin^2\psi/(\lambda_{16}-sin^2\psi)\}, \quad (1)$$

где $\varepsilon_{пс}$ — паспортное значение степени сжатия; $a_1 \div a_{16}$, $\lambda_1 \div \lambda_{16}$ — коэффициенты модели. Адекватность модели проверена с помощью критерия Фишера. Среднеквадратичная оценка относительной погрешности зависимости (1) составляет ±1,1%.

Паспортная линия помпажа аппроксимируется линейной зависимостью:

$$\varepsilon^{пп}_{пс} = c_1 + c_2 \bullet Q \quad (2)$$

где c_1, c_2 — коэффициенты.

Значения степени сжатия паспортной линии торможения определяются из решения уравнения:

$$dQ(\psi_{min},\psi_{max})/d\varepsilon_{пс} = 0 \quad (3)$$

при минимальном ψ_{min} и максимальном ψ_{max} углах открытия дроссельной заслонки.

Уравнение (3) решается методом последовательных приближений. По найденным значениям $\varepsilon_{пс}(\psi_{min})$ и $\varepsilon_{пс}(\psi_{max})$ определяется уравнение линии торможения:

$$\varepsilon^{пт}_{пс} = d_1 + d_2 \bullet Q, \quad (4)$$

где d_1, d_2 — коэффициенты.

Для обеспечения подобия «паспортного» и текущего процесса сжатия параметры $\varepsilon_{пс}$, $\varepsilon^{пт}_{пс}$, $\varepsilon^{рт}_{пс}$ должны быть переопределены. При допущении идеально-газового состояния формула оценки переопределения следующая:

$$\varepsilon^{пр}_j=\{(\varepsilon^m_j-1)\cdot k_{пс}\cdot R_{пс}\cdot T_{пс}\cdot(k-1)\cdot\omega^2_{из}/[k\cdot R\cdot T_{вс}(k_{пс}-1)\cdot\omega^2_{пс}]+1\}^n; \quad (5)$$

$$j=1,3;\ j=1\ \varepsilon_1=\varepsilon_{пс};\ j=2\ \varepsilon_2=\varepsilon^{пм}_{пс};\ j=3\ \varepsilon_3=\varepsilon^{тр}_{пс},$$

где $\varepsilon^{пр}_j$ — приведенная к текущим условиям на всасывании степень сжатия; $k_{пс}$, k — паспортное и текущее значение показателя изоэнтропы газа; $R_{пс}$, R — паспортное и текущее значение газовой постоянной; $T_{пс}$, $T_{вс}$ — паспортное и текущее значение температуры газа на всасывании; $\omega_{пс}$, $\omega_{из}$ — паспортное и текущее значение скорости вращения ротора компрессора;

$$m=\frac{k_{пс}-1}{\eta_п\cdot k_{пс}}; \quad n=\frac{\eta_п\cdot k}{k-1}; \quad (6)$$

$\eta_п$ — политропный коэффициент полезного действия (КПД) равный:

$$\eta_п=(k-1)\cdot ln(P_к/P_{вс})/[k\cdot ln(T_к/T_{вс})] \quad (7)$$

где $T_к$ — температура газа в нагнетательном патрубке; $P_к$, $P_{вс}$ — абсолютное давление газа соответственно на нагнетании и всасывании.

Уравнения (1)–(7) используются для определения угла открытия дроссельной заслонки при резком изменении расхода газа потребителем. При регулировании давления нагнетания новое задание регулятору давления $P^*_{кi}$ рассчитывается исходя из требуемого расхода Q^*_i и заданного запаса устойчивости к помпажу и торможению путем минимизации критерия:

$$R=\{[\varepsilon^{пр}_{пс}(Q^*_i,y^*)-\Delta\varepsilon]/Q^*i-(1-0,01\cdot K_{зу})\cdot\varepsilon^{пм}_{пс}(Q^*_i)/Q^*_i\}^2, \quad (8)$$

где i — шаг измерения; $\Delta\varepsilon=\varepsilon^{пр}_{пс}(Q_{i-1},\psi_{i-1})-\varepsilon(Q_{i-1},\ \psi_{i-1})$ — отклонение паспортной приведенной степени сжатия от текущей на шаге измерения; $K_{зу}$ — заданный в % запас устойчивости компрессора к помпажу и торможению.

На критерий накладываются ограничения по величине давления нагнетания и предельным значениям угла открытия дроссельной заслонки:

$$P^{тр}_к=(1+0,01\cdot K_{зу})\cdot P_{вс}\cdot\varepsilon^{тр}_{пс}\le P^*_{кi}(Q^*_i,\psi^*)=P_{вс}\cdot[\varepsilon^{пр}_{вс}(Q^*_i,\ \psi^*)-\Delta\varepsilon]\le P^{зд} \quad (9)$$

$$\psi_{min} \le \psi \le \psi_{max} \qquad (10)$$

где $P^{зд}$ — заданное значение давления нагнетания.

Объединяя формулы (8)–(10) и проведя необходимые преобразования с использованием метода штрафных функций [8], получим окончательный вид модели исследования:

$$R+10^{20}(|\psi^*-\psi_{min}|-\psi^*+\psi_{min})^2+10^{20}(|\psi^*-\psi_{max}|+\psi^*-\psi_{max})^2+10^{20}(|P_{кi}(Q^*_i,y^*)-P^{зд}|+P_{кi}(Q^*i,y^*)-P^{зд})^2+10^{20}(|P_{кi}(Q^*_i,y^*)-P^{тр}_{к}|-P_{кi}(Q^*_i,y^*)+P^{тр}_{к})^2 \to min_{\psi}, \qquad (11)$$

где 10^{20} — штрафные коэффициенты.

Для решения (11) использовался метод конфигураций Хука-Дживса.

Таким образом, задание регулятору давления нагнетания рассчитывается в строгом соответствии с заданным запасом устойчивости компрессора к помпажу и запиранию.

Разработанная методика реализована в виде программы на современном языке программирования высокого уровня C# в среде визуальной разработки Microsoft Visual Studio 2010.

Программа состоит из 2-х основных блоков: решение существенно нелинейных трансцендентных уравнений (1)–(7) и алгоритма нелинейной оптимизации (11) методом конфигураций Хука-Дживса.

Язык программирования C# был выбран на основе того, что практически все современные промышленные SCADA — системы его поддерживают.

Для работы с программой необходимо сформировать текстовый файл, включающий численные данные, отснятые с ПГДХ: угол открытия дроссельной заслонки, объемный расход газа, абсолютное давление нагнетания. Далее находятся коэффициенты модели (1) (рис. 2). По оцененным значениям коэффициентов строится график реальной паспортной газодинамической характеристики компрессора К-250-61-2 (рис. 1). Затем из основного меню программы вызывается форма для расчета нового задания регулятору положения дроссельной заслонки на основе заданного запаса устойчивости равного 20% (рис. 3). На рис. 3 и 4 показана ситуация резкого снижения расхода газа потребителем с 250 м³/мин (4,167 м³/с) до 140 м³/мин (2,333 м³/с), при этом задание по давлению нагнетания компрессора было равно 9 атм (900 кПа). Первоначальное положение рабочей точки компрессора представлено фигурой ▲. После проведения расчетов на графике ПГДХ отображается новое положение рабочей точки ♦ (рис. 4). Первоначальное задание по давлению нагнетания снизится до 7 атм (700 кПа), так как при

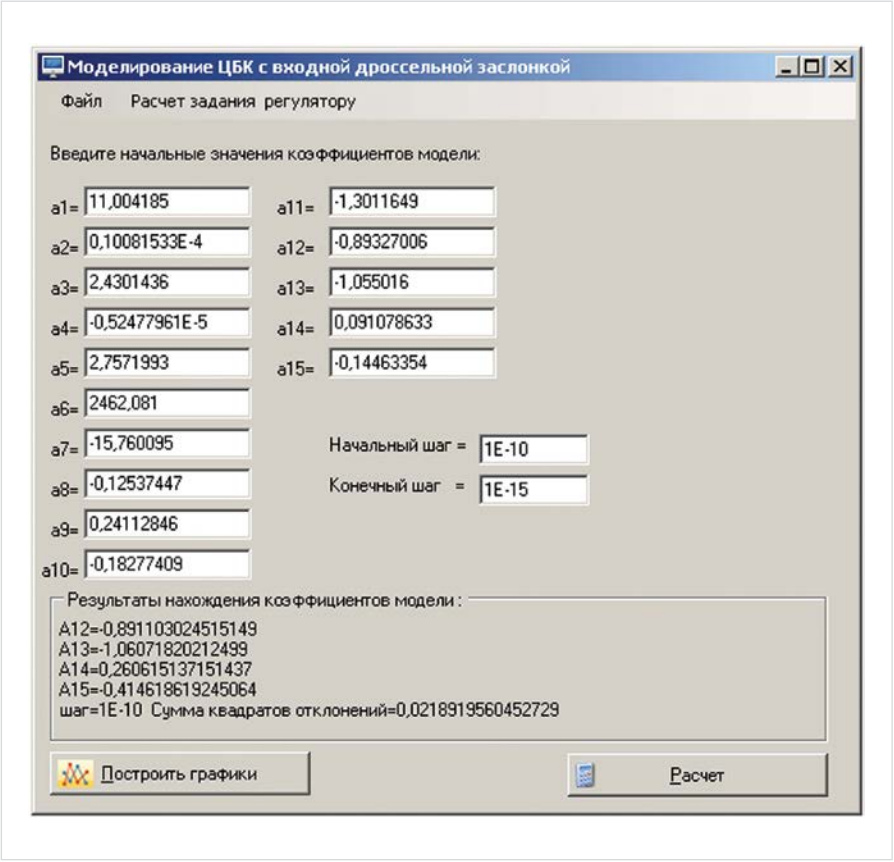


Рис. 1 — Паспортная газодинамическая характеристика турбокомпрессора К-250-61-2

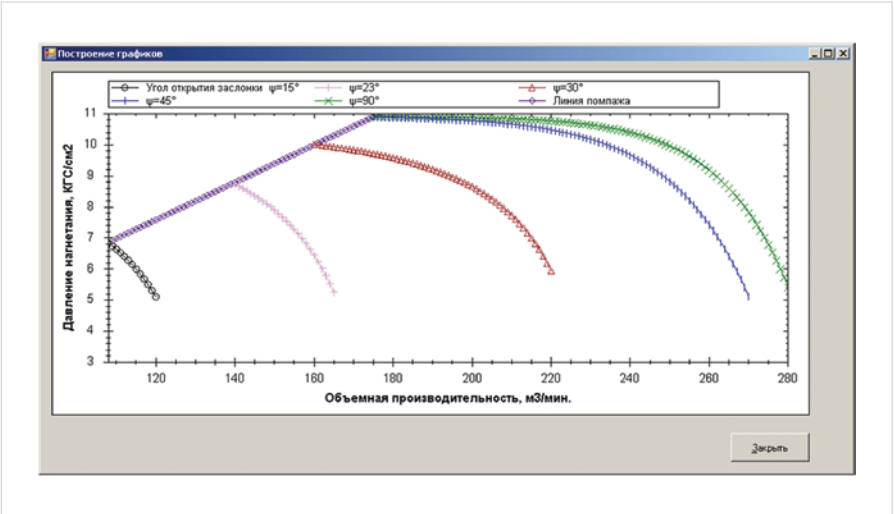


Рис. 2 — Результаты аппроксимации паспортной характеристики компрессора

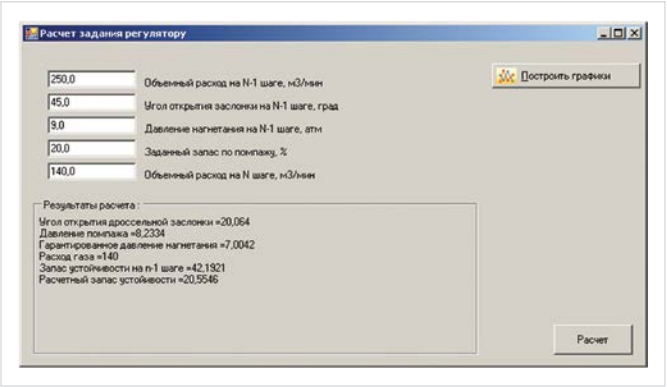


Рис. 3 — Результаты поиска оптимального угла открытия дроссельной заслонки

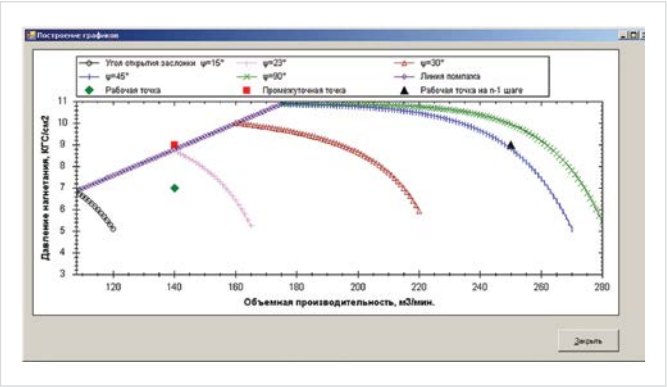


Рис. 4 — Положение рабочей точки компрессора до и после оптимизации

прежнем задании 900 кПа компрессор войдет в режим помпажа.

Для технической реализации разработанной методики в системе противопомпажного управления компрессором к промышленному контроллеру должны быть подключены следующие параметры: давление и температура сжимаемого газа на всасывании и нагнетании, расход газа, положение дроссельной заслонки, скорость вращения ротора, барометрическое давление атмосферного воздуха. На основе этой информации цифровой ПИД — регулятор [9] контроллера вырабатывает сигнал управления положением дроссельной заслонки, который усиливается по мощности и передается на исполнительный механизм.

Итоги

На основе паспортной газодинамической характеристики компрессора разработана существенно нелинейная математическая модель процесса сжатия газа в компрессоре с регулирующей заслонкой на всасывании. Модель включает аппроксимацию паспортной характеристики и формулы для её пересчета на основе критериев подобия процессов сжатия. Адекватность регрессии проверена по критерию Фишера. Поставлена и решена задача оптимизации центробежного компрессора с входной регулирующей заслонкой.

Выводы

Разработана система противопомпажного управления компрессором динамического действия с входной регулирующей дроссельной заслонкой, позволяющая предупредить режимы помпажа и торможения при резком изменении потребления расхода газа. Проведенные исследования имеют важное значение для управления компрессорами подобного типа и могут быть использованы в газоперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности.

Список литературы

1. Рахмилевич З.З. Компрессорные установки. М.: Химия, 1989. 272 с.
2. Патент 2434162 Способ защиты компрессора от помпажа. приоритет 11.05.2010; кл. F04D 27/02.
3. Пеганов Е.И., Саввин С.Е., Курицын В.А., Горильченко Р.Л. Использование уравнений состояния реальных газов в АСУ компрессорного агрегата. Международная научно-практическая конференция, тезисы докладов. Воронеж, 2009.
4. Арапов Д.В., Абрамов Г.В., Курицын В.А., Дрюкова Е.А. Применение заданного запаса безопасности для управления компрессором динамического действия. Международная научно-практическая конференция, тезисы докладов. Тамбов, 2013.
5. Тихомиров С.Г., Арапов Д.В., Курицын В.А., Саввин С.С. Алгоритм функционирования системы защиты компрессора динамического действия от помпажа XXVI Международная научная конференция, тезисы докладов. Нижний Новгород, 2013.
6. Рис В.Ф. Центробежные компрессорные машины. Л.: Машиностроение, 1981. 351 с.
7. Сакун И.А. Холодильные машины. Л.: Машиностроение, 1985. 510 с.
8. Шуп Т. Решение инженерных задач на ЭВМ: практическое руководство. М.: Мир, 1982. 238 с.
9. Денисенко В.В. ПИД–регуляторы: вопросы реализации // Современные технологии автоматизации. 2007. №4. С. 86–97.

ENGLISH **COMPRESSORS**

Antisurge control system the turbocharger with the regulating valve on suction

UDC 621.51

Authors:
Sergey G. Tikhomirov — Sc.D., professor[1]; tikhomirov_57@mail.ru
Denis V. Arapov — Ph.D., associate professor; arapovdv@gmail.com
Vladimir A. Kuritsyn — Ph.D., technical director of ACS[2]; asu@centravtomat.ru
Sergey S. Savvin — postgraduate[1]; savvinss@yndex.ru

[1]FSBEI HE "VSUET", Voronezh, Russian Federation
[2] CJS "NPP "Tsentravtomatika", Voronezh, Russian Federation

Abstract

The scientific work is devoted to the creation of anti-surge compressor control with the input regulating throttle.
In article was solved the problem of optimal control of the compressor based on a given safety margin to the surge and braking modes.

Materials and methods

Research were carried out on a computer using computational methods of nonlinear programming, including the method of least squares, penalty functions, Hooke - Jeeves, Pattern search.

Results

On the basis of the compressor's gas dynamic passport characteristics is made nonlinear mathematical model of the process gas compression in the compressor with regulating valve on the suction.
The model includes an approximation of the characteristics of the compressor and the formula for calculating it based on criteria similar to the process of compression.
The adequacy of the developed regression was tested by the Fisher test.
Posed and solved the problem of optimization of a centrifugal compressor with regulating valve inlet.

Conclusions

Created antisurge control system.
A method of controlling the compressor dynamic action is based on his passport characteristics.
The model provides protection against fluctuations of gas flow and its inhibition.
The studies are important for controlling the compressors of this type, and can be used in gas processing, petrochemical and chemical industries.

Keywords

turbocharger, anti-surge control, regulating valve, suction, Hooke - Jeeves

References

1. Rakhmilevich Z.Z. *Kompressornye ustanovki* [Compressor position]. Moscow: *Khimiya*, 1989, 272 p.
2. Patent 2434162. *Sposob zashchity kompressora ot pompazha* [The method protect the compressor from surge]. Priority from 11.05.2010, kl. F04 D27/02.
3. Peganov E.I., Savvin S.E., Kuritsyn V.A., *Goril'chenko R.L. Ispol'zovanie uravneniy sostoyaniya real'nykh gazov v ASU kompressornogo agregata* [Using the equations of state of real gases in ASU compressor unit]. International scientific-practical conference, scientific conference abstracts. Voronezh, 2009.
4. Arapov D.V., Abramov G.V., Kuritsyn V.A., Dryukova E.A. *Primenenie zadannogo zapasa bezopasnosti dlya upravleniya kompressorom dinamicheskogo deystviya* [Application predetermined margin of safety for compressor dynamic action]. International scientific-practical conference, scientific conference abstracts. Tambov, 2013
5. Tikhomirov S.G., Arapov D.V., Kuritsyn V.A., Savvin S.S. *Algoritm funktsionirovaniya sistemy zashchity kompressora dinamicheskogo deystviya ot pompazha* [The algorithm of the system to protect the compressor from surging dynamic action]. XXVI International scientific conference, scientific conference abstracts. Nizhny Novgorod, 2013.
6. Ris V.F. *Tsentrobezhnye kompressornye mashiny* [The centrifugal compressor machines]. Leningrad: *Mashinostroenie*, 1981, 351 p.
7. Sakun I.A. *Kholodil'nye mashiny* [Chillers]. Leningrad: *Mashinostroenie*, 1985, 510 p.
8. Shup T. *Reshenie inzhenernykh zadach na EVM: prakticheskoe rukovodstvo* [The solution of engineering problems on the computer: a practical guide]. Moscow: *Mir*, 1982, 238 p.
9. Denisenko V.V. *PID–regulyatory: voprosy realizatsii* [PID controllers: implementation issues]. *Sovremennye tekhnologii avtomatizatsii*, 2007, issue 4, pp. 86–97.

ЮБИЛЕЙНЫЙ 2016 ГОД НАМ 90 ЛЕТ!!!

«НЕФТЕМАШ»-САПКОН»

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

Проектирует, производит, поставляет и осуществляет сервисное обслуживание технологического оборудования для объектов нефтехимии, топливно-энергетического комплекса, черной и цветной металлургии, коммунального хозяйства:

- агрегаты, установки, блоки и системы напорного дозирования жидких компонентов;
- комплекс технологического оборудования для оснащения резервуаров низкого давления для складирования нефти и нефтепродуктов;
- комплектующие для нефтегазовых сепараторов и установок электро-обессолевания нефти;
- технологическое оборудование для сварочных участков и мукомольных производств;
- нестандартное оборудование на заказ.

Мы владеем большим рядом разработанных нами проектов и выпускаем резервуарное, насосное, спецтехнологическое оборудование, а также по вашим чертежам можем изготовить изделия, детали, заготовки любой сложности.

Отдел испытаний и сервисного обслуживания осуществляет:

- проверка дыхательных и предохранительных клапанов резервуаров на пропускную способность, давление и вакуум срабатывания. А также их капитальный ремонт (восстановление рабочих параметров);
- проверка огнепреградителей (атмосферных и коммуникационных) на огнестойкость и пропускную способность;
- ремонт и восстановление работоспособности резервуарного оборудования.

Россия, г. Саратов, ул. Б. Казачья, 113

+7 (8452) 26-16-59, 50-59-82

+7 (8452) 50-60-30, 524-888

neftemash@sapcon.ru

WWW.SAPCON.RU

Предприятие ООО «Реакционные трубы» создано в 2005 году и в настоящее время способно изготавливать трубную продукцию методом центробежного литья толщиной 9–12 мм и длиной 6 м, а также коллекторы и стояки для агрегатов аммиака, метанола и пиролиза углеводородов, эксплуатируемых при температурах до 1100°С и давлениях до 5 МПа.

Для изготовления труб и комплектующих к ним разработан ассортимент жаропрочных сплавов «Аустенит 1–4», защищенных патентами РФ.

Марка сплава		*Патент на изобретение*
Аустенит-1	→	Ru 2393260
Аустенит-2	→	Ru 2446223
Аустенит-3	→	Ru 2485200
Аустенит-4	→	RU 2533072

Благодаря высокой длительной прочности аустенитных сплавов стало возможным уменьшение толщины реакционных труб, что позволяет сократить затраты на их изготовление, а уменьшение числа сварных швов повысило надежность их длительной эксплуатации, гарантированной при регламентных температурах и давлении в производствах аммиака, метанола и пиролиза углеводородов.
Параметры длительной прочности реакционных труб определены в ведущих научных организациях нашей страны.

ГАРАНТИРОВАННЫЙ РЕСУРС

для агрегатов аммиака NH_3 → составит не менее 125 000 часов → при температуре 850 °C → и давлении до 5 МПа

для метанольных установок CH_3OH → не менее 100 000 часов → с температурой труб 960 °C → при давлении 2,5 МПа

На предприятии внедрена система менеджмента качества в соответствии с ИСО 9001-2008, выпускаемая продукция отвечает сертификату соответствия Таможенного Союза.
Аустенитные сплавы отмечены престижными наградами Московского Международного салона Архимед.
Продукция предприятия успешно эксплуатируется на агрегатах аммиака ОАО «Тольяттиазот» и на агрегатах метанола ООО «Томет».

445045, Тольятти,
Поволжское шоссе, 32
+7 (8482) 69-24-69, 60-14-95
reaction@corpo.toaz.ru

УДК 621.643

Реакционные трубы для нефтехимических производств с повышенным ресурсом работы

С.В. Афанасьев
д.т.н., начальник отдела[1], профессор[2]
svaf77@mail.ru

С.П. Сергеев
д.т.н., заместитель генерального директора[3]
sergsp37@mail.ru

А.В. Пыркин
директор[4]
alexist7@mail.ru

А.С. Афанасьев
начальник сектора лаборатории электроники ц. 28[1]
af.alex@list.ru

[1]ОАО «Тольяттиазот»,Тольятти, Россия
[2]Тольяттинский государственный университет, Тольятти, Россия
[3]ОАО «ГИАП», Москва, Россия
[4]ООО «Реакционные трубы», Тольятти, Россия

Центробежнолитые трубы из жаропрочных сталей и сплавов находят широкое применение во многих отраслях техники. Это радиационные трубы в термических печах с защитной атмосферой, подовые ролики в проходных термических и нагревательных печах металлургических заводов, ролики в агрегатах непрерывного отжига и т.п. Вопрос о возможности повышения рабочих параметров процесса высокотемпературной конверсии природного газа на агрегатах аммиака и метанола является весьма важным, поскольку увеличение температуры и давления не только повышает производительность установок, но и снижает себестоимость продукта, позволяет получить водород более высокой степени чистоты.

Материалы и методы
Испытания изделий из нового жаропрочного сплава с помощью металлографического микроскопа на матовом стекле.

Ключевые слова
центробежнолитые трубы, реакционные трубы, жаропрочные сплавы

В настоящее время для этих целей используются стали типа Х25Н20 и сплавы типа Х25Н35, Х26Н33, Х28Н49 с повышенным содержанием углерода и дополнительным легированием кремнием, ниобием и в ряде случаев молибденом, вольфрамом, кобальтом.

В связи с изложенным, в последнее время специалисты наращивают усилия по совершенствованию составов используемых сталей типа Х25Н35С2 путем их дополнительного легирования.

В случае высокоуглеродистого аустенитного сплава, состоящего из 25 % мас. хрома, 35 % мас. Ni, достигается максимальное значение прочности на разрыв, а добавление в сталь 1 % мас. Nb существенно улучшает сопротивление ползучести. Ввод минимального количества титана и циркония способствует дополнительному улучшению длительной прочности. В присутствии указанных добавок, особенно при наличии редкоземельных металлов, улучшаются такие характеристики сталей, как сопротивление окислению и науглероживанию при повышенных температурах, а повышенное содержание хрома обеспечивает необходимую коррозийную стойкость.

С целью повышения надежности работы реакционных труб, являющихся одним из самых ответственных и самых металлоемких элементов в установках конверсии углеводородов, был предложен новый базовый сплав на железоникелевой основе типа ХН33БС, легированный микродобавками [1, 2]. Он включает хром, никель, ниобий, церий, кремний, марганец, ванадий, титан, алюминий, вольфрам и железо при обязательном соблюдении двух дополнительных условий:

$$\%Ni + 32\ \%C + 0{,}6\ \%Mn + \%Cu = 40{,}08 - 46{,}870\%;$$

$$\%Cr + 3\ \%Ti + \%V + \%Mo + 1{,}6\ \%Si + 0{,}6\ \%Nb = 21{,}322 - 26{,}39\%.$$

Заявляемый сплав является чисто аустенитным, так как его структура сохраняется при нагревании. Он не упрочняется термообработкой, то есть, не склонен к дисперсионному твердению, выплавляется только в индукционных печах с основной футеровкой и использованием преимущественно чистых шихтовых материалов. Специфика плавления металла в индукционных печах за счет использования высокочастотного способа нагрева обеспечивает хорошее диспергирование компонентов сплава в процессе выплавки, а также позволяет получать сплав с низким содержанием газов и избежать науглероживания, как это происходит в электродуговой печи [3].

Указанный сплав относится к строго литейным и для него не требуется дополнительных мер по ограничению содержания вредных примесей, таких как сера и фосфор. В указанных количествах они позитивно влияют на обрабатываемость сплава резанием.

Расширенные испытания изделий из нового жаропрочного сплава были выполнены во ФГУП ЦНИИчермет, Тольяттинском госуниверситете и в других научных организациях. Среднюю величину зерна определяли в окуляре металлографического микроскопа на матовом стекле (ГОСТ 5639 [4]).

Экспериментально установлено, что средняя величина зерна у заявляемого сплава составляет 250 мкм, что несколько больше, чем у сплава-прототипа (215 мкм).

Однородность структуры оценивалась с помощью коэффициента неоднородности А, который определяется как отношение $A = R_{max}/R_{min}$, где R_{max} и R_{min} — максимальный и минимальный линейные размеры зерен в структуре сплава, соответственно. В известном сплаве-прототипе А = 1,13 – 1.17, а для заявляемого сплава А = 1,08 – 1,12, что свидетельствует о более высокой однородности его структуры.

Испытания на длительную прочность были проведены при температуре 960°С на образцах типа ДП-5 с рабочей частью Ø5, длиной 25 мм с прямым нагружением образцов в соответствии с ГОСТ 10145 [5]. На основе полученных данных был построен график зависимости времени до разрушения от уровня растягивающих механических напряжений (рис. 1).

Установлено, что испытанные образцы после разрыва слабо окислены, удлинение и уменьшение площади поперечного сечения равны нулю. Значение предела длительной прочности нового сплава при температуре 960°С за 100 000 ч., полученное методом экстраполяции, составляет 17,4 Н/мм^2, что на 26% выше данных по жаропрочности сплава 45Х25Н35ВС. Это позволяет увеличить гарантийный срок эксплуатации реакционных труб на агрегатах аммиака до 125 000 ч. и более.

Высокий уровень механических свойств сплава был подтвержден при температурах 20 и 960°С на образцах с рабочей частью ∅5, длиной 25 мм по ГОСТ 9651 [6], что иллюстрируется данными таб. 1.

Это позволяет уменьшить толщину реакционных труб в печах риформинга и улучшить тем самым их теплофизические свойства.

Исследование нового жаропрочного сплава при более высоких температурах показало, что образование σ-фазы начинается около 1150°С, что позволяет его рекомендовать для изготовления труб, используемых на установках пиролиза углеводородов. К его несомненным достоинствам можно отнести и отсутствие так называемой карбидной коррозии.

Металлографическое исследование металла, проведенное на образцах,

вырезанных из темплетов центробежнолитых труб, взятых от различных плавок, показало сходную структуру: наличие равноосных зерен твердого раствора Fe-Cr-Ni и фаз нескольких видов. В наибольшем количестве присутствует эвтектическая фаза, содержащая карбид типа Cr_7C_3 и имеющая пластинчатое строение.

Измерение температур солидуса и ликвидуса сплава выполнено методом ДТА на образцах весом 1,8 г с применением образца сравнения (эталона) из молибдена (рис. 2). Из анализа кривой определены температуры фазовых превращений сплава. Результаты представлены в таб. 2.

Параметры удельной теплоемкости представлены в виде температурной зависимости измеренных значений удельной теплоемкости (рис. 3). Они достаточно хорошо коррелируют с расчетными значениями.

Наряду с рассмотренным базовым сплавом созданы и запатентованы низкоуглеродистый и высокоуглеродистый хромоникелевые сплавы аустенитной структуры, что позволило изготавливать полный ассортимент комплектующих изделий для печей риформинга (таб. 3) [7–9]. Важно отметить, что совершенствование структуры базового сплава — аустенита-1 реализовано за счет его легирования новыми элементами. Наряду с этим успешно апробировано использование имплантированных компонентов. Это позволило сократить расход раскислителей на стадии индукционной плавки и достичь более высокую длительную прочность сплава через 100 000 тыс. ч. испытаний. Указанный результат хорошо коррелирует с упрочнением так называемой γ'-фазы.

Марка сплава	Патент на изобретение
Аустенит -1	RU №2393260 [3]
Аустенит -2	RU №2446223 [7]
Аустенит -3	RU №2485200 [8]
Аустенит -4	RU №2533072 [9]

Таб. 3 — Ассортимент жаропрочных сплавов аустенитной структуры

Выводы

Благодаря выполненным разработкам в ООО «Реакционные трубы» организован промышленный выпуск труб толщиной 9–12 мм и длиной 6 м, а также коллекторы и стояки для агрегатов аммиака, метанола и пиролиза углеводородов, эксплуатируемых при температурах до 1100°С и давлениях до 5 МПа.

Аустенитные сплавы защищены патентами РФ и отмечены престижными наградами Московского Международного салона Архимед. Продукция предприятия успешно эксплуатируется на агрегатах аммиака ОАО «Тольяттиазот» и на установках метанола ООО «Томет». Внедрение труб на агрегатах аммиака типа АМ-76 и Кемико повысило производительность печей риформинга более чем на 30% и существенно снизило расходные нормы по природному газу [10].

На предприятии внедрена система менеджмента качества в соответствии с ИСО 9001-2008, выпускаемая продукция отвечает сертификату соответствия Таможенного Союза.

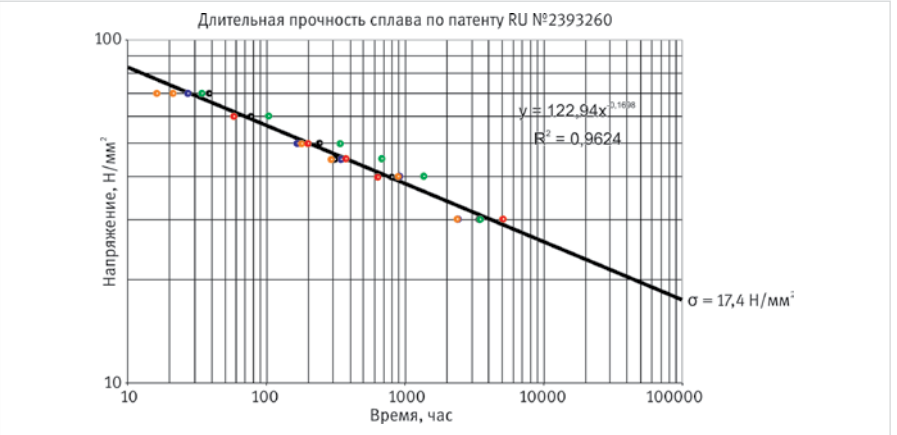


Рис. 1 — Кривая длительной прочности сплава ХН33БС при 960°С

Температура испытания, °С	σв, Н/мм²	σ0,2, Н/мм²	δ, %	ψ,%
20	480–580	240–300	9,9–14,3	8,5–13,8
960	110–128	105–119	18,0–21,5	29,0–39,0

Таб. 1 — Механические свойства сплава ХН33БС

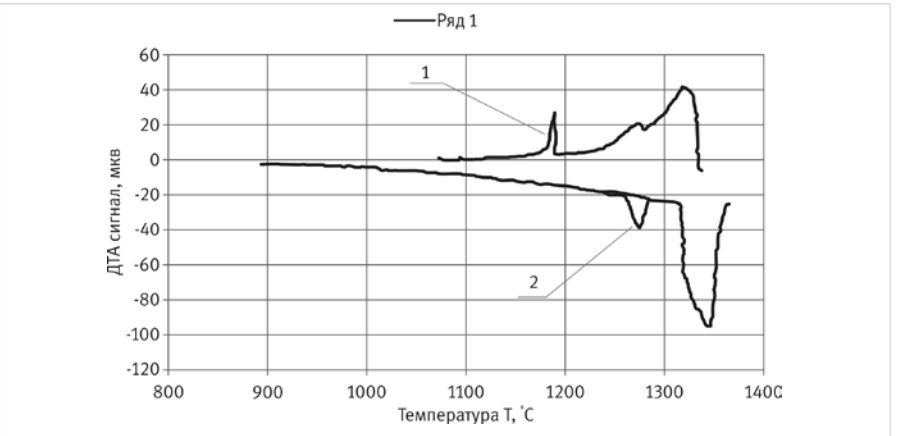


Рис. 2 — Кривая ДТА сплава ХН33БС в литом состоянии: 1— солидус, 2 — ликвидус

Наименование температуры характеризующей изменение фазового состояния	Значение температуры фазового превращения сплава в режиме:	
	нагревания	охлаждения
Температура солидуса T_S, °С	1313	–
Температура ликвидуса T_L, °С	1343	1332
Температура кристаллизации эвтектики $T^{эвт}$, °С	–	1276
Температура растворения карбидов ниобия $T^{эвт}$, °С	1250	1189

Таб. 2 — Результаты определения температур фазовых превращений)*
**) — Выполнено во ФГУП ЦНИИчермет под руководством Шевакина А.Ф.*

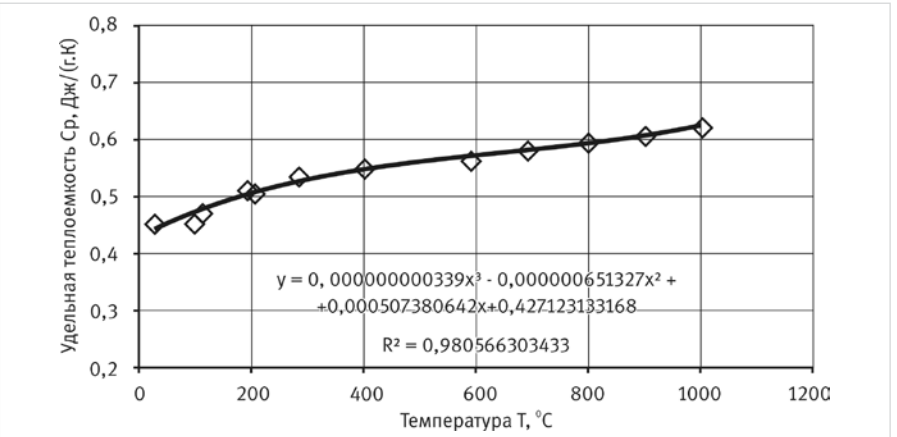


Рис. 3 — Температурная зависимость удельной теплоемкости сплава ХН33БС в литом состоянии

Список литературы

1. Афанасьев С.В., Рощенко О.С. Структура и физические свойства жаропрочного сплава для центробежнолитых труб. Сборник конкурсных докладов. VI Всероссийской Молодежной научной конференции «Микромеханизмы пластичности, разрушения и сопутствующих явлений» и V Международной школы «Физическое материаловедение».Тольятти, 2011. С. 246–249.
2. Патент на полезную модель RU №85844 Установка центробежного литья жаропрочных труб. МПК B22D 13/04. №2009116218. Заявл. 28.04.2009, опубл. 20.08.2009. Бюл.№23.
3. Патент на изобретение RU №2393260 Жаропрочный сплав. МПК C22C 30/00, C22C 38/50. 2009114197. Заявл.14.04.2009 опубл. 27.06. 2010 г. Бюл. №18.
4. ГОСТ 5639 Стали и сплавы. Методы выявления и определения величины зерна.
5. ГОСТ 10145 Метод испытания на длительную прочность.
6. ГОСТ 9651 Методы испытаний на растяжение при повышенных температурах.
7. Патент на изобретение RU №2446223. Жаропрочный хромоникелевый сплав с аустенитной структурой. МПК C22C 30/00, C22C 38/00, C 22C 19/05. №2010142588/02.Заявл. 18.10.10, опубл. 27.03.12. Бюл. №9.
8. Патент на изобретение RU №2485200 Жаропрочный хромоникелевый сплав с аустенитной структурой. МПК C22C 30/00, C22C 38/50. №2012103216. Заявл. 30.01.2012, опубл. 20.06.2012. Бюл.№17.
9. Патент на изобретение RU №2533072 Жаропрочный сплав. МПК C22C 30/00, C22C 38/50. № 2013146700. Заявл. 18.10.13, опубл.20.11.14. Бюл. №32.
10. Патент на изобретение RU №2355826 Способ получения синтез-газа путем паровой конверсии углеводородов. МПК C01B 3/38, B01J 23/55..№2012151972/05. Заявл.04.12.12, опубл. 10.06.14. Бюл. №35.

Reacting pipes with increased operation life for petrochemical plants

UDC 621.643

Authors:
Sergey V. Afanasiev — Sc.D., head of department[1], professor[2]; svaf77@mail.ru
Stanislav P. Sergeev —Sc. D., deputy general girector[3]; sergsp37@mail.ru
Alexander V. Pyrkin — director[4]; alexist7@mail.ru
Alexey S. Afanasiev — head of sector electronics laboratory, unit 28[1]; af.alex@list.ru

[1]"Togliattiazot", JSC, Togliatti, Russian Federation
[2]Togliatti state University, Togliatti, Russian Federation
[3]"GIAP", LSC, Moscow, Russian Federation
[4]"Reaktsionnye truby", LLC, Togliatti, Russian Federation

Abstract

Centrifugal-casted pipes of high-temperature steels and alloys are widely used in many branches of engineering. For example, radiant pipes are used in thermal furnaces with protective atmosphere, hearth rolls are used in continuous thermal and heating furnaces of ironworks, rollers are used in continuous annealing units etc.

Opportunity of increasing of natural gas high-temperature conversion working parameters on the methanol and ammonia units is very important question, because temperature and pressure increasing not only raise up productivity of units, but also decreases product cost price and allows to get hydrogen with higher purity.

Materials and methods

Test of the products with new high-temperature alloy via metallographic microscope on the frosted glass.

Conclusions

Due to implemented elaborations, industrial production of pipes with thickness 9–12 mm and length 6 m has been organized in the "Reakcionnyje truby" Ltd. as well as collectors and legs for the ammonia, methanol and hydrocarbon pyrolysis units, exploited with temperature up to 1100°C and pressure up to 5 MPa.

Austenitic alloys are saved by the Russian Federation patents and marked with prestigious awards of Moscow Multinational salon Archimed. Products of the plant are successfully used on the ammonium units JSC "Togliattiazot" and methanol units "Tomet" Ltd. Pipes implementation on the ammonium systems type AM-76 and Kemiko has increased reforming furnaces production on more than 30% and essentially decreased consumption rates of the natural gas [10].

Quality management system according to ISO 9001-2088 is implemented at the plant, products meet requirements of the UC certificate of conformity.

Keywords

centrifugal-casted pipes, reaction pipes, high-temperature alloys

References

1. Afanas'ev S.V., Roshchenko O.S. *Struktura i fizicheskie svoystva zharoprochnogo splava dlya tsentrobezhnolitykh trub* [Structure and physical characteristics of the high-temperature alloy for centrifugal-casted pipes]. II All-Russian Youth Scientific Conference "Plasticity, destruction micromechanisms and related phenomena" and the V International School "Physical material authority." Collection of competitive reports,Togliatti, 2011, pp. 246–249.
2. Useful model patent RU №85844 *Ustanovka tsentrobezhnogo lit'ya zharoprochnykh trub* [Centrifugal casting unit for the high-temperature pipes]. MPK B22D 13/04. №2009116218. Declared 28.04.2009, published 20.08.2009. Bulletin №23.
3. Invention patent RU №2393260 *Zharoprochnyy splav* [High-temperature alloy]. MPK C22C 30/00, C22C 38/50. 2009114197. Declared 14.04.2009, published 27.06. 2010. Bulletin №18.
4. GOST 5639 Steel and alloys. Methods for detection and determination of grain size.
5. GOST 10145 Metals. Stress-rupture test method.
6. GOST 9651 Metals. Methods of tension tests at elevated temperatures.
7. Invention patent RU №2446223 *Zharoprochnyy khromonikelevyy splav s austenitnoy strukturoy* [High-temperature nickel-chromium alloy with austenitic structure]. MPK C22C 30/00, C22C 38/00, C 22C 19/05. №2010142588/02. Declared 18.10.10, published 27.03.12. Bulletin №9.
8. Invention patent RU №2485200 *Zharoprochnyy khromonikelevyy splav s austenitnoy strukturoy* [High-temperature nickel-chromium alloy with austenitic structure]. MPK C22C 30/00, C22C 38/50. №2012103216. Declared 30.01.2012, published 20.06.2012. Bulletin №17.
9. Invention patent RU №2533072 *Zharoprochnyy splav* [High-temperature alloy]. MPK C22C 30/00, C22C 38/50. № 2013146700. Declared 18.10.13, published 20.11.14. Bulletin №32.
10. Invention patent RU №2355826 *Sposob polucheniya sintez-gaza putem parovoy konversii uglevodorodov* [A process for producing gas synthesis by steam conversion of hydrocarbons] MPK C01B 3/38, B01J 23/55.№2012151972/05. Declared 04.12.12, published. 10.06.14. Bulletin №35.

АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА ПОДЗЕМНЫХ КОНСТРУКЦИЙ

Технология изоляции Абрис® позволяет продлить срок службы подземных конструкций на участках

- подверженных повышенной коррозии;
- заболоченных почв;
- попадающих под зону затопления;
- вечной мерзлоты, в районах Крайнего Севера;
- в районах с тропическим и субтропическим климатом;
- подвергающихся вибрации и динамическим нагрузкам.

Преимущества технологии

- возможность нанесения «холодным» способом;
- возможность нанесения в «трассовых условиях»;
- возможность выполнения работ в условиях отрицательных температур;
- стойкость к гидростатическому давлению до 70 м (7 атм.);
- совместимость с другими изоляционными материалами;
- стойкость к агрессивным средам, к морской воде, к вибрационным нагрузкам;
- технологичность выполнения защиты сложных поверхностей;
- высокие газо-, паро-, водонепроницаемые свойства;
- стабильная адгезия к металлу, бетону, стеклу, дереву и другим поверхностям;
- материал не требует предварительной подготовки.

Смотрите наш канал:
www.youtube.com/zgmvideo

Читайте нас:
www.twitter.com/ooo_zgm

ООО «Завод герметизирующих материалов»

Россия Нижегородская обл., г. Дзержинск,
ул. Менделеева корп., 1058; 606008 а/я 97;
т.: (831) 260-03-16, т./факс: (8313) 27-50-78, 27-52-95;
E-mail: abris@zgm.ru; Skype: zgm_marketing

WWW.ZGM.RU

ДВУХОБОЛОЧЕЧНЫЕ ЭЛАСТИЧНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ

Автор: И.Г. Барышев, научный руководитель ООО НПФ «Политехника»

На сегодняшний день в России ни одно новое строительство на Крайнем Севере и в Сибири не обходится без Полевых Складов Горючего (ПСГ) на базе полиуретановых эластичных резервуаров серии ПЭР.

Так, склад ПСГ развёрнут на Ямале, рядом с морским портом Сабетта. По сравнению со стальными резервуарами эффективность эластичных резервуаров поражает. Общие расходы и сроки монтажа на обустройство нефтебазы в отдаленном районе сокращаются в 8–10 раз! После освоения объекта склад для горючего сворачивается и перемещается на новое место назначения, в отличие от стальных РВС и РГС, которые остаются на прежнем месте, ржавеют и текут, загрязняя природу Арктики. Срок эксплуатации ПЭРов более 25 лет.

Полиуретан просто удивительный материал: оболочки эластичных резервуаров из ТПУ хороши для длительного хранения солярки и простых бензинов. Между тем, на сегодняшний день есть потребность в оперативной организации хранения более агрессивных жидкостей, в т.ч. сырой нефти, кислот, щелочей и растворителей. Для этих целей применяются фторопласт и полиэтилен. Они обладают исключительной химической устойчивостью к агрессивным средам. Однако их высокая инертность обуславливает также и низкую адгезию этих полимеров, что не позволяет производить прочные синтетические ткани с покрытием из фторопласта или полиэтилена. Для решения данной задачи специалистами 25ГосНИИ МО РФ и ООО НПФ «Политехника» были разработаны двухоболочечные эластичные резервуары (патент РФ 2304553 [2]).

В данной конструкции внешняя оболочка резервуара производится из высокопрочного нейлона с ТПУ или ПВХ покрытием, или без него, а внутренняя герметичная оболочка изготавливается из ПВДФ (фторопласт) или композитной многослойной полиэтиленовой пленки. В остальном двухоболочечные резервуары выполнены так же, как и стандартные однооболочечные эластичные резервуары.

Необходимо отметить, что полиэтиленовая пленка применяется совсем необычная. Это композит, имеющий семь слоев, два из которых — барьерный полиамид, радикально снижающий диффузию через оболочку, как продукта хранения, так влаги и воздуха извне. Пленка аналогична пищевой вакуумной упаковке, но со значительной разницей в толщине барьера и самой пленки. Пищевые

вакуумные пакеты имеют всего 5 мкм барьерного слоя, а толщина барьера резервуарной пленки в 12 раз больше, и составляет 60 мкм!

Сегодня резервуары с полиэтиленовым вкладышем применяются при ремонтах магистральных трубопроводов для хранения сырой нефти. При своей повышенной инертности материал вкладыша имеет невысокую стоимость, что позволяет производить его замену на новый после нескольких циклов применения. Это необходимо для удаления парафиновых и механических (песок) осадков из оболочек. Для исключения накопления статического напряжения в состав полимеров вводятся специальные гидрофильные добавки, которые полностью исключают риски пробоя искрой.

ПВДФ-вкладыши исключительно стойки к концентрированным соляной и серной кислотам (обогащение руд драгоценных металлов), а также к метанолу (ингибитор гидратообразования при добыче нефти и газа). Высокие барьерные свойства композитов позволяют производить не только эластичные резервуары, но также газгольдеры для паров углеводородов, природного газа, гелия и даже для водорода. Такие газгольдеры имеют широкое применение, в том числе на нефтебазах для исключения потерь при малых и больших дыханиях резервуарных парков, а также на химических и ядерных предприятиях.

Двухоболочечная технология активно используется для производства бытовых портативных топливных мягких баков (ПТМБ) и портативных ранцевых канистр (ПРК), которые серийно производятся вместимостью от 6 до 500 л. Данный вид изделий под общим брендом «СУПЕРБАК™» широко применяется любителями активного отдыха. Походы, яхтинг, 4х4, Ралли-Рейды, малая авиация, экспедиции и далее везде, где размер имеет значение. ПРК и ПТМБ своей практичностью уже заслужили высокую оценку потребителей.

Список литературы

1. Приказ НКО СССР № 024 от 17.02.1936.
2. Патент РФ 2304553 Мобильный эластичный резервуар для нефтепродуктов от 20.08.2007.

НПФ «Политехника»
109316, г. Москва,
Волгоградский проспект,
д. 47, офис 201
+7 (495)783-01-67
info@poli.ru

УДК 621.315.2

Требования пожарной безопасности к кабелям, применяемым на взрывопожароопасных производствах

Ю.П. Миновский
д.т.н., профессор, зам. генерального директора[1]

Д.В. Хвостов
генеральный директор[2]
simpec@mail.ru

В.В. Бычков
зам. генерального директора по науке и производству[2]

Ю.Д. Дмитриев
генеральный директор[3]

[1]ООО «НАНИО ЦСВЭ», Москва, Россия
[2]ООО «СИМПЭК», Москва, Россия
[3]ООО СПЕЦСВЯЗЬМОНТАЖКОМПЛЕКТ», Москва, Россия

Проанализированы Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности для взрывопожароопасных производств. Изложена ретроспектива совершенствования конструкций электрических кабелей на соответствие требованиям пожарной безопасности. Выявлена недооценка специфики (противопожарных свойств) электрических кабелей, применяемых во взрывопожароопасных производствах. Предложено разработать и утвердить Ростехнадзором межотраслевую инструкцию по применению пожаробезопасных конструкций электрических кабелей на взрывопожароопасных производствах.

Материалы и методы
Анализ нормативных документов.

Ключевые слова
правила промышленной безопасности, кабели пониженной пожароопасности, кабели огнестойкие

В настоящее время вступил в силу свод Федеральных норм [1] и правил в области промышленной безопасности, в том числе для взрывопожароопасных производств и объектов химической, нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности, горнодобывающей промышленности при подземной разработке полезных ископаемых и др.

К сожалению, в выше указанных документах недооценена пожарная опасность кабельных сетей, прокладываемых на территории опасных производственных объектов, в числе прочих содержащих взрывоопасные зоны, кроме одного требования пожарной безопасности, а именно: кабели, прокладываемые по территории технологических установок и производств химической, нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности, в подземных выработках шахт, должны иметь изоляцию и оболочку из материалов, не распространяющих горения.

Прежде чем анализировать процитированное требование, рассмотрим достижения в области совершенствования конструкции кабелей с целью повышения пожарной безопасности.

Длительное время считалось, что применение поливинилхлоридного пластиката для изоляции и оболочки кабелей полностью снимает вопросы их пожарной безопасности. Однако ряд пожаров случившихся на атомных электростанциях, аэропортах и других крупных технологических объектах, с автоматизированными системами управления, связанные пучками многочисленных кабелей показал, что простого применения кабелей с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката уже недостаточно. При наличии определённого объёма горючей массы в пучке кабели с изоляцией и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката выгорают почти также быстро, как и кабели с изоляцией и оболочкой из полиэтилена. Причём кабельные пучки приобретают свойство активного участника пожара: именно по ним происходит распространение пожара на другие территории связанные кабельными коммуникациями.

С целью ограничения возможности распространения пожаров по кабельным коммуникациям, состоящим из пучков кабелей, потребовались введение градаций по нераспространению горения при групповой прокладке кабелей, содержащих нормируемые объёмы горючей массы, а также разработка материалов, обеспечивающих нераспространение горения кабелей, при групповой прокладке.

Вначале такие требования были введены в действие в ведущих мировых странах. В 1989 г. требования нераспространения горения при групповой прокладке были введены в ГОСТ 12176-89 [2]. К тому времени был разработан поливинилхлоридный пластикат пониженной горючести типа НГП40-32 и его аналог НГП30-32, применяемые для оболочек кабелей пониженной горючести.

При этом выяснилось, что традиционно применявшийся поливинилхлоридный пластикат может обеспечить кабелю только нераспространение горения при одиночной прокладке.

Наименование материала	Кислородный индекс, %, не менее	Снижение светопроницаемости при дымообразовании, %, не более	Массовая доля HCl, выделяющегося при горении, не более, мг/г
Традиционный поливинилхлоридный пластикат	20–25	80	200
Поливинилхлоридный пластикат пониженной горючести	32	80	200
Поливинилхлоридный пластикат пониженной пожароопасности	32	50*	140
Безгалогенная полимерная композиция	35	40*	5,0*

Значения параметров со звездочкой (*) взяты из [4], остальные получены из разных источников и носят ориентировочный характер

Таб. 1 — Основные параметры пожаробезопасных кабелей

Следующим этапом была разработка кабельного поливинилхлоридного пластиката пониженной пожароопасности, отвечающего помимо требования свойства нераспространения горения при групповой прокладке кабелей на соответствие серии стандартов на испытания ГОСТ IEC 60332-3-22 (23; 24; 25)-2011 [3] требованиям пониженного дымогазовыделения и нормируемой токсичности продуктов горения.

В то же время ведущими мировыми странами были разработаны кабельные материалы класса полимерные композиции, не содержащие галогенов, отвечающие требованиям нераспространения горения при групповой прокладке кабелей, пониженного дымогазовыделения, нормируемой токсичности продуктов горения, и не выделяющие коррозионно-активных газообразных продуктов при горении и тлении.

Для наглядности основные параметры вышеуказанных типов кабелей представлены в таб. 1.

Следующим этапом была разработка и серийное освоение кабелей огнестойких с параметрами, согласно определению из ГОСТ 31565-2012 [4], характеризующими способность кабельного изделия продолжать выполнять заданные функции при воздействии и после воздействия источником пламени в течение заданного периода времени.

Количественные требования и методы проверки кабелей пониженной пожароопасности и огнестойких приведены в [4], там же указаны обозначения типов кабелей с описанными материалами в виде индексов дополняющих общепринятые марки кабелей:

- индекс «нг(А)-LS» — для кабелей с изоляцией, заполнителем и оболочкой из поливинилхлоридного пластиката пониженной пожароопасности;
- индекс «нг(А)-HF» — для кабелей с изоляцией, заполнителем и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов;
- индекс «нг(А)-FRLS» — для кабелей огнестойких с полимерными элементами конструкции, выполненными из поливинилхлоридного пластиката пониженной пожароопасности;
- индекс «нг(А)-FRHF» — для кабелей огнестойких с полимерными элементами конструкции, выполненными из полимерных композиций не содержащих галогенов.

Здесь буква «А» в скобках означает категорию требования по нераспространению горения при групповой прокладке. Всего существует четыре различных по объёму горючей массы категории, количественная оценка и методы испытаний которых изложены в группе стандартов [3].

В данном случае с целью упрощения изложения во всех примерах выбрана одинаковая категория «А».

Огнестойкость обеспечивается одним из двух исполнений: изоляцией, выполненной из керамизирующейся силиконовой резины или двухслойной изоляцией, в которой первый слой представляет собой обмотку с перекрытием одной или несколькими слюдосодержащими лентами, а второй — экструдированный слой из поливинилхлоридного пластиката пониженной пожароопасности или полимерной композиции, не содержащей галогенов. В пользу огнестойкой изоляции из керамизирующейся силиконовой резины говорит то, что она сохраняет стабильными высокие диэлектрические свойства в широком диапазоне рабочих температур: от -60°С до +200°С. К настоящему времени однозначных преимуществ того или иного типа огнестойких кабелей не выявлено, поэтому они существуют на рынке равноправно.

Следует отметить, что в [4] предусмотрены кабели с низкой токсичностью продуктов горения, отмечаемые буквами «LTx» в индексе. Однако полной уверенности в том, что известные на рынке материалы однозначно обеспечат выполнение данного требования, на сегодняшний день нет.

Теперь вернёмся к анализу требования к кабелям по материалам изоляции и оболочки, не распространяющим горение. Оно трижды неоднозначно.

Во-первых, не существует определения материалов, не распространяющих горение, которые оцениваются по кислородному индексу по ГОСТ 12.1.044-89 [5], но подтверждение определённого кислородного индекса не даёт однозначного ответа на вопрос о нераспространении горения кабелем.

Во-вторых, требования по нераспространению горения при одиночной прокладке и нераспространение горения при групповой прокладке являются принципиально различными требованиями, как это было показано выше. И, следовательно, в правилах должно быть конкретизировано когда и при каких условиях должны прокладываться кабели того или иного типа.

В-третьих, соответствие применяемых материалов, хотя бы и классифицированных по кислородному индексу, не даёт однозначного ответа на вопрос — является ли конкретная конструкция кабеля, содержащая те или иные материалы, не распространяющей горение. Причина заключается в том, что наличие негорючих элементов конструкции, таких как металлические экран и броня или ленточные и волокнистые материалы — стеклоленты, слюдинитовые ленты, стекловолокна, арамидные нити, изменяют условия нераспространения горения по кабелю. Поэтому только проведение сертификационных испытаний позволяет утверждать о выполнении требования по нераспространению горения конкретной конструкцией кабеля.

Обеспечение нормативных условий эвакуации людей при пожаре, а также создание оптимальных условий пожаротушения, особенно во взрывоопасных зонах, требуют минимальной задымлённости территории при возникновении пожара. При горении кабельных пучков выделяется значительное количество дыма, создающее дезорганизацию структур, участвующих в пожаротушении. Поэтому должно быть указание, где и на каких направлениях должны быть проложены кабели с пониженным дымогазовыделением.

В действующей редакции [4] регламентируется применение морально устаревших кабелей пониженной горючести с

СИМПЭК®
SIMPEC

Преимущественное назначение кабелей ЭКСИ® – взрывозащищенные электроустановки, **Ex** оборудование, приборы и системы КИПиА, телемеханики и телеметрии для взрывоопасных зон, искробезопасных цепей «i», **Ex**-компоненты, согласно действующим Техническим Регламентам Таможенного Союза.

Модификация существующих конструкций, инновационные решения и учет **20-летнего опыта внедрения подобной кабельной продукции на объектах нефтяной, газовой, нефтехимической, химической промышленности и электроэнергетики России** позволило объединить под одним брендом кабели, защищенные многочисленными патентами, принадлежащими стратегическим партнерам настоящего проекта (**ООО «Спецсвязьмонтаж», ООО «Спецсвязьмонтажкомплект», ООО «СИМПЭК», ОАО «Экспокабель»**).

Кабели под товарным знаком **ЭКСИ®** появились в развитие базовых кабелей, выпускаемых более 10 лет марок КВЭВ, КВВЭ, КМКК, КМККЭ, МКЭШВ-М всех получивших распространение модификаций (огнестойких FR, холодостойких ХЛ, теплостойких, с пониженным дымогазовыделением LS).
Товарный знак **ЭКСИ®** призван обеспечить дополнительную защиту уже известной потребителю продукции от подделок и фальсификации.
Одним из отличий кабелей **ЭКСИ®** от выпускаемых в настоящее время кабелей производства ОАО «Экспокабель», является применение, наряду с используемыми сейчас материалами, силиконовой резины в качестве изоляционного материала, что и позволяет применять кабели в широком диапазоне температур от -60°С до +180°С. Работоспособность огнестойких кабелей **ЭКСИ®** с индексом FR при прямом воздействии огня 800°С в течение до 180 минут обеспечивается изоляцией из керамообразующей силиконовой резины.

КАБЕЛИ МОГУТ ВЫПУСКАТЬСЯ В НАИБОЛЕЕ РАСПРОСТРАНЕННОЙ РАЗМЕРНОЙ ЛИНЕЙКЕ, КАК БРОНИРОВАННЫЕ, ТАК И БЕЗ БРОНЕПОКРОВА:

- с сечением токопроводящих жил 0,35; 0,5; 0,75; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0 мм² из медной или медной луженой проволоки;
- с экранированными или неэкранированными парами, тройками;
- с общим экраном или без него.

КОЛИЧЕСТВО ЖИЛ, ПАР, ТРОЕК В КАБЕЛЯХ:

- в жильном исполнении – от 1 до 37;
- в парном исполнении – от 1 до 24;
- в троечном исполнении – от 2 до 14.

ВОЗМОЖНО ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ДРУГИХ ВАРИАНТОВ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ ЗАКАЗЧИКА.

125130, г. Москва,
ул. Клары Цеткин д. 33, корп. 41
(495) 617-04-52
simpec@mail.ru
ssmk@bk.ru

индексом «нг(А)», основанных на применении в качестве материала оболочки сильнодымящих материалов типа «НГП40-32» или «НГП30-32», только в открытых кабельных сооружениях (эстакадах, галереях) наружных электроустановок. Это означает, что кабели с индексом «нг(А)» должны быть полностью проложены вне пределов производственных помещений и не могут быть даже частично введены внутрь зданий.

Кабельные линии, связывающие непрерывной длиной информационные датчики или исполнительные устройства, территориально расположенные вне производственных помещений с диспетчерским пунктом или другими объектами, размещёнными внутри производственных помещений должны быть выполнены кабелями с индексами «нг(А)-LS», «нг(А)-HF», «нг(А)-FRLS», «нг(А)-FRHF».

Известно, что возгорания в помещениях, насыщенных электронной аппаратурой, наносят ущерб не только под прямым воздействием пламени, но и за счёт коррозионной активности выделяющихся галогенсодержащих кислот, вызывая коррозию металлических проводников, и, тем самым, выводя из строя саму аппаратуру. А значит, в правилах должно быть оговорено, при каких условиях должны прокладываться кабели с полимерными композициями, не содержащими галогенов.

Отдельно стоит вопрос о применении огнестойких кабелей. В действующих Федеральных нормах и правилах в области промышленной безопасности об этом ничего не сказано. В [4] в виде преимущественной области применения огнестойких кабелей указано, что они предназначены «Для прокладки, с учетом объёма горючей нагрузки кабелей, в системах противопожарной защиты, а также других системах, которые должны сохранять работоспособность в условиях пожара».

В систему противопожарной защиты входят системы оповещения, аварийного освещения, аварийной вентиляции и пожарной сигнализации, сеть аварийного питания средств пожаротушения и вспомогательной техники для эвакуации людей и транспортировки грузов (лифты, транспортёры), но ничего не сообщается о других системах.

Проанализируем условия, в которых должны в обязательном порядке прокладываться огнестойкие кабели, на примере «Общих правил (далее — правила) взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» [1].

В п. 2.1. правил регламентируется применение противоаварийной автоматической защиты (далее — ПАЗ). Основной задачей ПАЗ является предупреждение аварийных ситуаций. Однако на все случаи жизни стопроцентную гарантию предупреждения аварийных ситуации, в том числе пожаров, выдать невозможно. А значит, ПАЗ должна работать и во время случившейся аварии с целью снижения последствий аварии и её скорейшего устранения. Следовательно, ПАЗ должна работать в условиях начавшегося пожара, а для этого — все кабели, обеспечивающие работу ПАЗ, должны быть огнестойкими.

В ряде пунктов правил (п.п. 3,6; 3,9; 20,4; 4.1.2) изложены требования взрывобезопасности, связанные непосредственно с осуществлением технологических операций, таких как: подача инертных газов, флегматизирующих добавок в технологическое оборудование, трубопроводы, аппараты при появлении риска образования взрывоопасных смесей, система контроля параметров, определяющих взрывоопасность процесса, система аварийного освобождения от взрывоопасных продуктов, система дистанционного отключения насосов и компрессоров и запорных или отсекающих устройств с дистанционным управлением. Применяемые в перечисленных случаях кабели должны быть огнестойкими.

Следует обратить особое внимание на требования п.п. 4.7.3–4.7.19, предъявляемые к резервуарам для хранения и сливоналивным эстакадам для сжиженных горючих газов, легковоспламеняющихся жидкостей и горючих жидкостей. Они должны быть оборудованы средствами контроля и управления опасными параметрами (давление, скорости перемещения, предельно допустимые максимальные и минимальные уровни, способы снятия вакуума) и быстродействующей запорной арматурой с дистанционным управлением из мест безопасных для нахождения персонала в аварийных условиях. Монтажные кабели, по которым производится передача информационных сигналов и дистанционное управление механизмами резервуаров и сливоналивных эстакад, должны быть огнестойкими.

Для взрывоопасных зон характерно применение устройств звуковой и световой сигнализации загазованности воздушной среды, информации о достижении предупредительных параметров процесса, определяющих его взрывоопасность и наличии выбросов, их локализации и ликвидации.

Так как выбросы опасных веществ могут оказаться смертельно опасными для людей, находящихся в территориальной близости к их месторасположению, то кабели, обеспечивающие оповещение и сигнализацию, должны быть огнестойкими и работоспособными в течение всего времени эвакуации персонала и пожаротушения.

Отдельные положения из проведённого анализа требований к кабелям, обеспечивающим функционирование систем оповещения, аварийного освещения, аварийной вентиляции и пожарной сигнализации, сети аварийного питания средств пожаротушения и вспомогательной техники для эвакуации людей и транспортировки грузов (лифты, конвейеры), в части их огнестойкости могут быть перенесены и для условий подземных выработок шахт.

Как видно из проведённого анализа, нечёткость формулировки определения допустимых к применению кабелей может привести к появлению производств, взрывопожароопасных по своей сути из-за неправильного подбора конструкций кабелей и невозможности их исключения надзорными органами. Особенно это касается кабелей огнестойких.

Отсутствие обязательности их применения на производстве приведёт к тому, что функционирование систем безопасности, предусмотренных правилами, в условиях реальных аварий не будет осуществляться, если развивающийся в процессе аварии пожар приведёт к потере работоспособности кабельных линий.

Для недопущения таких ситуаций в дополнение к Федеральным нормам [1] и правилам в области промышленной безопасности для взрывопожароопасных производств и объектов химической, нефтехимической и нефтегазоперерабатывающей промышленности, горнодобывающей промышленности следовало бы разработать и утвердить Ростехнадзором межотраслевую инструкцию по применению пожаробезопасных конструкций электрических кабелей на взрывопожароопасных производствах.

Итоги

Проведённый анализ позволил выявить недооценку специфики конструкций, применяемых на взрывоопасных производствах электрических кабелей при формулировании требований правил промышленной безопасности для случаев аварийных ситуаций, начинающихся с возникновения пожара. Учёт требований пожарной безопасности, предъявляемых к электрическим кабелям, позволит повысить взрывобезопасность противоаварийных систем, предусматриваемых правилами промышленной безопасности.

Выводы

Целесообразно в дополнение к действующим Федеральным нормам и правилам промышленной безопасности для взрывопожароопасных производств разработать и утвердить Ростехнадзором межотраслевую инструкцию по применению пожаробезопасных конструкций электрических кабелей на взрывопожаробезопасных производствах.

Список литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, зарегистрировано в Минюсте России 16.04.2013 №28138.
2. ГОСТ 12176-89 Кабели, провода и шнуры. Метод проверки на нераспространение горения.
3. ГОСТ IEC 60332-3-22 Испытания электрических и оптических кабелей в условиях воздействия пламени. Часть 3-22. Распространение пламени по вертикально расположенным пучкам проводов или кабелей, категория А.
4. ГОСТ 31565-2012 Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
5. ГОСТ 12.1.044-89 Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

Requirements to fire safety to cables used on fire and explosion productions

UDC 621.315.2

Authors:
Yuriy P. Minovsky — Sc.D., professor, deputy general director[1]; yuriminovski@yandex.ru
Dmitry V. Khvostov — general director[2]; simpec@mail.ru
V V. Bychkov — deputy general director on science and production[2]
Yu D. Dmitriev —general director[3]; ssmk@bk.ru

[1]Certification Centre NANIO CCVE, Moscow, Russian Federation
[2]SIMPEC, Moscow, Russian Federation
[3]Spetssvyazmontazhkomplekt, Moscow, Russian Federation

Abstract
Federal norms and regulations on industrial security for fire and explosion facility were analyzed. Retrospective on improvement the construction of electric cable to fire safety compliance is given. It is revealed an undervaluation of electric cable specific used on fire and explosion productions. So was proposed to Rostechnadzor develop and enact the inter-sectoral instruction on application the fire safety electrical cable constructions on fire and explosion productions.

Materials and methods
Analysis of rules and regulations.

Results
Conducted analysis revealed undervaluation of specific character the electric cable used on fire and explosion productions during formulation industrial safety requirements in emergency situation started with fire. Taking account requirements to fire safety to electric cables can improve an fire and explosion safety of emergency systems.

Conclusions
It is reasonable if Rostechnadzor develop and enact the inter-sectoral instruction on application the fire safety electrical cable constructions on fire and explosion productions as addition to Federal norms and regulations on industrial security for fire and explosion facility.

Keywords
regulations of industrial safety,
low fire hazard cable,
fireproof cable

References
1. Federal rules and regulations in the field of industrial safety “General rules of explosion safety for explosive chemical, petrochemical and refining industries”, registered with the Ministry of Justice of Russia 16.04.2013 №28138.
2. GOST 12176-89 Cables, conductors and cords. Check methods for flame propagation.
3. GOST IEC 60332-3-22 Tests on electric and optical cables under fire conditions. Part 3-22. Flame spread of vertically-mounted bunched wires or cables. Category A.
4. GOST 31565-2012 Cable products. Requirements of fire safety.
5. GOST 12.1.044-89 Fire and explosion hazard of substances and materials. Nomenclature of indices and methods of their determination.

УДК 65.011.56

Применение мобильного беспроводного измерительного комплекса для регистрации выноса песка из газопромысловых скважин

А.В. Колмаков
главный геолог[1]
Kolmakov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

В.П. Устинов
главный инженер Губкинского ГП[1]
Ustinov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

С.С. Савастюк
ведущий геолог Губкинского ГП[1]
Savastyuk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru

В.М. Карюк
директор[2]
Karuk@binar.ru

И.В. Морозов
ведущий научный сотрудник[2]
Morozov@binar.ru

[1]ООО «Газпром добыча Ноябрьск», Ноябрьск, Россия
[2]ООО «Объединение БИНАР», Саров, Россия

В данной публикации приведено обоснование актуальности создания мобильного телеметрического комплекса на основе беспроводных IT технологий для обеспечения оперативного контроля над процессом добычи газа. Уделяется особое внимание опасности, связанной с выносом песка из газодобывающих скважин. Предложена практическая реализация в виде мобильного комплекса мониторинга МКМ «Парус» отечественного производства, с помощью которого решается проблема регистрации выноса песка из газодобывающих скважин в масштабе реального времени. Изложены основы построения комплекса. Приведен состав комплекса.

В нефтегазодобыче одной из приоритетных задач автоматизации является обеспечение оперативного контроля режимов работы скважины на всех стадиях эксплуатации, начиная с первых этапов освоения месторождения вплоть до вывода скважин из эксплуатации. К одному из важных параметров работы скважины относится наличие в газовом потоке твёрдых фракций в виде песка. Песок, выносимый из неуплотнённых (рыхлых) пластов с продукцией скважины, может привести к серьёзным повреждениям пласта-коллектора, а также эрозионно-коррозионным повреждениям скважинного оборудования. Проблема обостряется для месторождений, которые эксплуатируются в завершающей стадии разработки.

Предотвращение опасного выноса песка из скважины производится путём установки фильтров-улавливателей, либо при помощи регулирования расхода отбираемого из нее газа: скважина должна работать на таких режимах, при которых вынос песка оставался бы в пределах, допускаемых нормами технологических служб газодобычи, но указанное выше регулирование не должно приводить к потере коммерчески выгодной производительности скважины.

Для контроля за процессом добычи газа применяется различное оборудование, начиная от самых простых, состоящих из термодатчиков и манометров, устанавливаемых непосредственно на фонтанной арматуре скважин, вплоть до систем АСУ ТП высокого уровня информатизации, включающих в себя экспертные комплексы и устройства управления работой скважин.

Технические решения по передаче данных от объектов наблюдения к системам обработки данных и принятия решений также представлены различными вариантами — от применения проводных каналов телемеханики, оптоволоконных линий связи до беспроводных каналов передачи в различных радио диапазонах, включая каналы GSM и спутниковые каналы связи.

Элементами систем АСУ ТП являются первичные датчики с различными интерфейсами, модули сопряжения, контроллеры, приёмопередающие устройства, линии связи или антенно-фидерные устройства для беспроводных решений и системы электропитания всех электронных модулей. Такие системы реализуются в стационарном варианте с размещением непосредственно на каждой контролируемой скважине необходимых элементов АСУ ТП.

Для проведения газодинамических испытаний на скважинах, связанных с временной остановкой скважины, реализован иной подход. В этом случае исследования проводятся с помощью специализированных измерительных комплексов, включающих в себя погружаемые измерительные модули. Такие измерения, в связи с их высокой стоимостью, в которую надо отнести и потери от не добытого газа, проводятся на скважинах периодически и достаточно редко.

В ряде случаев, для скважин, не имеющих стационарных систем АСУ ТП, например, в процессе их ввода в эксплуатацию после проведения буровых или ремонтных работ, при выводе на режим новых скважин или для проведения предварительного анализа работы скважин перед предполагаемым капитальным ремонтом, необходимо провести замеры приустьевых параметров в течение небольшого промежутка времени – от нескольких часов до нескольких десятков дней. Для перечисленных случаев актуальной является потребность в определении наличия твёрдых фракций (песка), выносимых из скважин. Для проведения таких измерений создан МКМ «Парус» (мобильный комплекс мониторинга). Мобильность в современных приборах становится все более востребованной в современном мире. Далеко не всегда существует возможность или смысл устанавливать измерительную технику непосредственно на объекте измерений. Оснащение уже построенных объектов новейшими многофункциональными измерительными комплексами зачастую бывает нерентабельным, хотя потребность в расширенной диагностике объекта имеется всегда. Мобильность — качество измерительного прибора, которое позволяет провести измерение на объекте, когда в этом возникает необходимость.

Комплекс МКМ построен на принципах беспроводных сенсорных сетей (БСС) [1] с применением модулей системы АСОИ «Скважина» [2, 3], которая разрабатывалась для территориально распределённых объектов, не имеющих линий связи и электропитания. Область покрытия таких сетей составляет до 100 км^2. В своём составе АСОИ «Скважина» имеет спектр различных устройств как для измерения технологических параметров, так и обеспечивающих передачу информации по беспроводным каналам различных конфигураций.

Примером построения завершенной системы на основе БСС является Кущевская ПХГ (Россия). Каждая из 90 скважин рассматривалась как локальный объект автоматизации со своим набором регистрируемых параметров и своим комплектом модулей для регистрации первичных физических величин. На скважинах устанавливалось по четыре измерительных сенсорных модуля давления (СМД), измеряющих буферное, межколонное, затрубное давление и давление газа на выходе скважины, а также по одному сенсорному

Описаны технические средства построения двухуровневой информационной системы, приведены различные варианты его реализации, позволяющие в зависимости от решаемых задач мониторинга осуществлять телеметрию при различных составах аппаратной части комплекса, включающие в свой состав акустико-эмиссионную систему регистрации песка. Описан способ регистрации наличия песка в газовом потоке, отличающийся от аналогов выделением зоны чувствительности, приведены существующие аналоги.

Материалы и методы
Исследования выноса механических примесей на различных месторождениях.

Ключевые слова
система регистрации, мобильный комплекс, беспроводные сети, газовые скважины, датчик выноса песка, добыча газа

модулю температуры (СМТ), измеряющему температуру газа на выходе скважины. Модули для измерения давления и температуры устанавливаются на штатные места фонтанной арматуры, предусмотренные для местных манометров и термометров, поэтому установка первичных датчиков и их демонтаж после окончания испытаний не требуют выполнения сложных монтажных и сварочных работ. Не требуется прокладка кабельных линий связи и линий электроснабжения, поскольку все датчики имеют внутреннее батарейное питание.

В системе МКМ реализована двухуровневая схема, как наиболее адекватно отражающая схему объекта автоматизации. Первый (нижний) уровень предназначен для измерения физических величин, отражающих технологические параметры на наблюдаемой скважине, и формируется набором сенсорных модулей, состав которых определяется перечнем технологических параметров, требующих наблюдения. В состав нижнего уровня полевой части системы входят сенсорные модули измерения температуры (погружной или накладной), модули измерения давления, модули дискретных сигналов, а также, для обеспечения регистрации выноса песка — акустико-эмиссионные датчики из состава системы регистрации выноса твёрдых фракций (РВТФ) «Кадет» [4]. Определение дебита скважины во время исследований проводится на основании измерений буферного и затрубного давлений.

Второй уровень системы, тоже полевой, выполняет функции приёма и передачу данных, поступающих от сенсорных модулей через модуль сбора и связи (МСиС) на контроллер для обработки и накопления данных. В состав верхнего уровня МСМ входят базовая станция, контроллер системы, средства накопления и обработки и визуализации данных, а также средства передачи данных на диспетчерский пункт. Визуализация возможна как непосредственно на объекте, так и на диспетчерском пункте.

Технические решения, положенные в основу системы, защищены патентами на изобретение и полезную модель [5, 6, 7]. На основе применения оборудования АСОИ «Скважина» организовано управление скважинным фондом части подземных хранилищ газа (ПХГ) в России, Беларуси и Украине с общим количеством скважинного фонда 150 единиц на основе применения 820 датчиков БСС.

Комплекс МКМ имеет гибкую адаптивную систему нижнего и верхнего полевых уровней и, в зависимости от решаемых задач, мобильный комплекс может быть реализован различными аппаратными средствами. На рис. 1 приведены различные варианты построения комплекса.

Наиболее простым вариантом является проведение измерений непосредственно на обследуемой скважине с помощью локального узла приема данных (1), в состав которого входит наряду с модулем приема данных и переносной компьютер. Время проведения измерений в этом случае ограничивается временем разряда аккумуляторов компьютера. Как возможный вариант — установка датчиков на скважине на несколько месяцев и периодическое считывание данных в течение короткого промежутка времени (несколько часов).

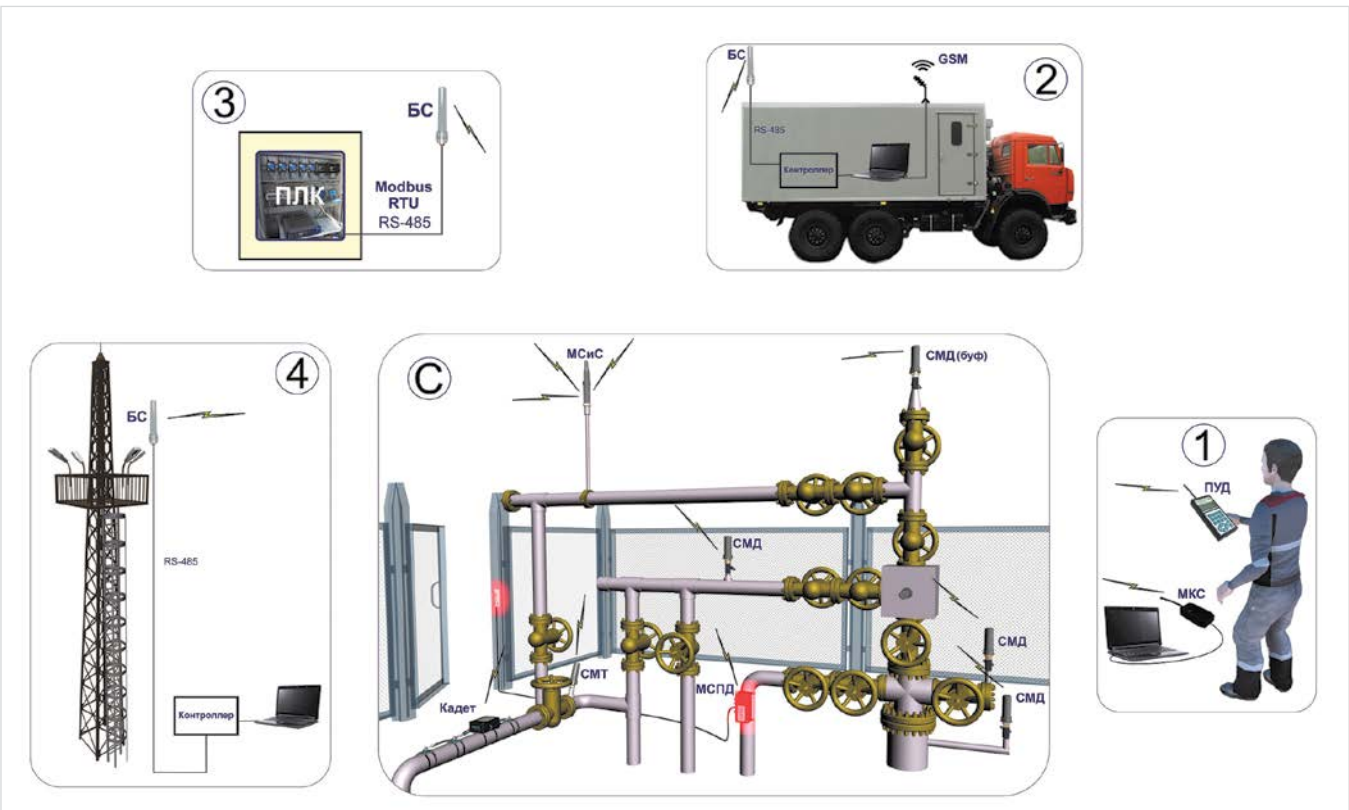


Рис. 1 — Варианты реализации мобильного комплекса.
С — Контролируемая скважина с комплектом первичных датчиков.
Варианты верхнего уровня системы МКМ: 1) Локальный узел приёма и обработки данных. 2) Передвижной регистрирующий комплект 3) Блок местной автоматики. 4) Стационарный узел приёма и обработки данных

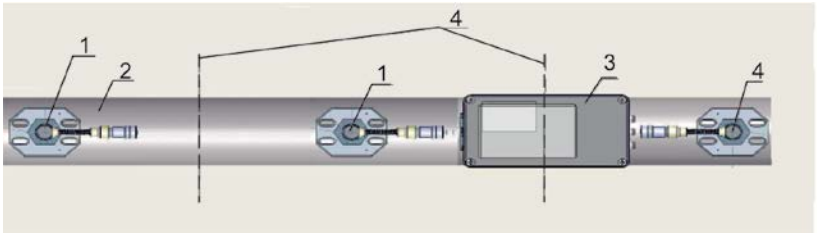


Рис. 2 — Схема установки датчиков для регистрации выноса твёрдых фракций. 1— датчики, 2— труба газопровода, 3 — электронный блок, 4 — зона чувствительности

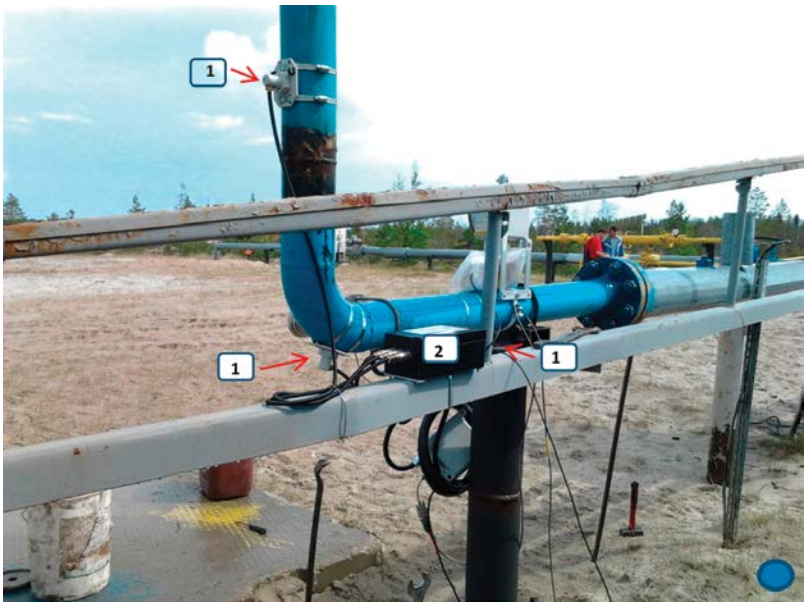


Рис. 3 — Внешний вид элементов системы КАДЕТ, установленных на трубопроводе. 1 — первичные преобразователи; 2 — электронный блок

Рис. 4 — Показания системы регистрации выноса песка (тренд выноса песка) Размерность по осям: по вертикальной — усл. ед. выноса песка; по горизонтальной — время на 26.07.2013. Дебит скважины составлял: в первом режиме 10 470 м³/час (скорость ~ 8 м/сек), во втором режиме — 15 391 м³/час (скорость ~12 м/сек)

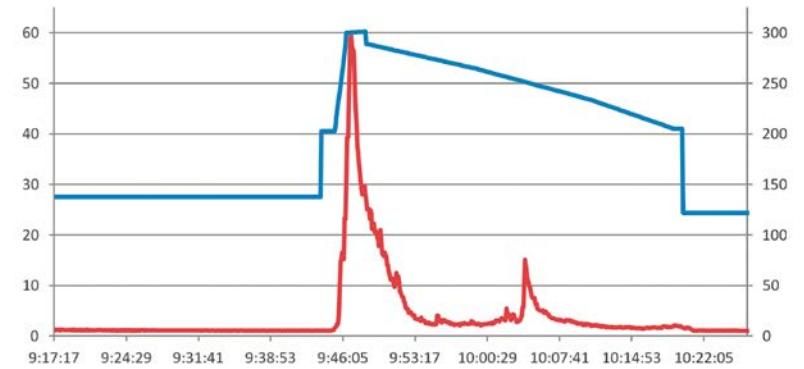


Рис. 5 — Графики регистрации дебита скважины и выноса песка (тренд выноса песка). Размерность по осям — по горизонтальной — время на дату 13.03.2015;
• по левой вертикальной — выноса песка в условных граммах;
• по правой вертикальной дебит скважины в тыс.м³/сутки

Проведение измерений аналогичным образом возможно при размещении локального узла приёма данных в автомобиле (2). При этом автомобилю с узлом приёма данных достаточно подъезжать к скважинам на расстояние около 1 км, а, значит, с одной позиции возможно опрашивать несколько скважин.

Для обеспечения дистанционной регистрации технологических параметров работы скважины, при наличии на скважине блока местной автоматики (3), имеющего связь с диспетчерской, возможно подключение системы МКМ по интерфейсу RS-232 (485) и протоколу Modbus RTU к контроллеру местной автоматики. Передача данных в диспетчерскую в четвёртом варианте (4) осуществляется по радиоканалу непосредственно на базовую станцию, подключённую к АРМ диспетчера.

Одним из важнейших технологических параметров работы скважины является наличие в газовом потоке твёрдых фракций (песка), выносимых из скважины. Регистрация в реальном времени наличия песка в газовом потоке базируется на акустико-эмиссионном эффекте от соударения песчинок со стенками трубы. Однако такой способ регистрации обладает принципиальным недостатком — датчики реагируют на посторонние шумы, в том числе на акустические шумы от источников, не связанных с переносом песка, например, вибрации, возникающие при дросселировании на элементах запорной или ограничивающей арматуры, или шумы от посторонних источников, вплоть до атмосферных осадков. Такие шумы в реальных условиях эксплуатации скважин могут быть одного уровня с регистрируемыми полезными сигналами. В силу этого одна из основных задач, которая решается при разработке накладных датчиков/систем выноса песка, заключается в выделении информации, непосредственно связанной с наличием песка в газовом потоке из зашумленных сигналов от всех источников шумов.

Известно несколько типов накладных акустических датчиков. Это датчики «DSP-06» фирмы Clampon, датчики «Спектр-М» [8], разработанные во ВНИИГАЗе, датчики «ДСП-А», разработанные фирмой Сигма-Оптик ЛТД [9] и датчики «Кадет» [4, 5], разработанные на предприятии «Объединение Бинар».

Результаты, полученные во время испытаний различных датчиков на скважинах Увязовского подземного хранилища ООО «Газпром ПХГ», а также на скважинах Ямсовейского и Медвежьего месторождений ООО «Надымгазпром» [4] позволили включить в состав МКМ датчики системы «Кадет».

Способ расположения датчиков (рис. 2) совместно с алгоритмом обработки сигналов позволяет выделить на участке трубы определенную зону чувствительности, обозначенную как поз. 4 на рис. 2).

Наличие зоны чувствительности облегчает проблему отсева событий, не связанных с шумом песка. Регистрация сигнала, вызванного соударением песчинок, позволяет в режиме реального времени получать непрерывный тренд изменения концентрации песка в газе.

С помощью системы «Кадет» проведены исследования выноса механических примесей на семи различных месторождениях ПАО «Газпром».

На рис. 3 представлено фото установленных элементов РВТФ «Кадет» на скважине № 105.1 Вынгаяхинского ГП ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Испытания проводились 26.07.2013 на семи различных режимах работы скважины № 105.1. В качестве иллюстрации полученных результатов на рис. 4 приведен сигнал, соответствующий интенсивности соударений песка со стенками трубы (тренд выноса песка) для двух режимов работы скважины. Вынос песка неравномерен во времени — наблюдаются всплески выноса песка.

С ноября 2014 г. в подразделении ООО «Газпром добыча Ноябрьск» и ЗАО «Пургаз» эксплуатируется мобильный комплекс, имеющий в своём составе систему РВТФ «Кадет».

На Губкинском ГП проведен ряд исследований по определению выноса песка с забоя эксплуатационных газовых скважин. На рис. 5 представлены полученные в исследованиях скважины 115.3 временные графики дебита скважины и вынос песка.

Исследования проводились через коллектор «Надым-2М» на двух режимах. На первом режиме со средним дебитом 138 тыс. м³/сутки — вынос песка не значительный. После выхода на второй режим с начальным дебитом 301 тыс. м³/сутки отмечается всплеск выноса песка. По причине снижения пропускной способности фильтра коллектора «Надым-2М» из-за накопления в нем песка происходит снижение дебита. При дебите 250 тыс. м³/сутки вновь наблюдается всплеск выноса песка, но существенно меньшей амплитуды, затем по мере снижения дебита до 214 тыс. м³/сутки наблюдается снижение и стабилизация выноса песка.

Анализ результатов проведенных исследований показал, что вынос песка является индивидуальной характеристикой для каждой скважины и нелинейно зависит от дебита скважины, при условии отсутствия в продукции скважины пластовой подошвенной воды.

Система «Кадет» является сигнализатором выноса песка и может использоваться в качестве достоверного индикатора для отслеживания в режиме реального времени, тренда интенсивности выноса механических примесей из эксплуатационных газовых скважин. Это подтверждено проведенными измерениями более чем на десяти скважинах северных месторождений.

Наряду с техническими аспектами применения МКМ «Парус» не менее важным, с точки зрения оптимизации затрат при организации работ, является оценка стоимости внедрения мобильных комплексов на объекте.

Для обоснования эффективности применения МКМ положено сравнение с традиционной энергозависимой системой телеметрии на базе контролирующих пунктов с промышленными контроллерами и передачей данных по радиоканалу. Применение мобильных систем позволяет отказаться от закупки контролирующих пунктов. Дополнительная экономия возникает от применения МКМ в связи с отсутствием необходимости:

- сооружения блок-боксов;
- строительства линий электропередач, с процедурами оформления и согласования технических условий на подключение к внешней электросети;
- применения дополнительных аккумуляторных установок и независимых источников электропитания;
- приобретения кабельной продукции;
- сооружения эстакад и сооружений для энергоснабжения и линий связи объекта;
- проведением экспертизы проектно-сметной документации на систему телеметрии для опасных производственных объектов.

Сравнение фактических затрат показывает, что экономия от внедрения МКМ составляет порядка 65% от всего объема капитальных вложений.

Итоги

Приведены результаты исследований, которые позволяют сделать вывод о том, что вынос песка является индивидуальной характеристикой для каждой скважины и нелинейно зависит от дебита скважины.

Выводы

Внедрение мобильных комплексов позволит оперативно и без больших материальных затрат осуществлять мониторинг работы отдельных промысловых скважин в различные периоды их эксплуатации: от вывода на режим и до вывода скважин из эксплуатации. Наличие в мобильном комплексе средств регистрации выноса песка обеспечивает контроль над процессом пескопроявления скважин в различных режимах работы.

Мобильный комплекс также может быть использован как инструмент анализа эффективности работы скважин и других технологических объектов на длительном промежутке времени.

Интеграция на информационном уровне МКМ с АСУ ТП промысла предоставляет возможность создания единой информационной базы данных по работе скважинного фонда и технологического оборудования, создает возможность организации эффективного управления газовым промыслом как единого автоматизированного технологического комплекса в реальном масштабе времени.

Разработанные решения могут быть также успешно применены для объектов добычи и транспорта газа, нефти и нефтегазоперерабатывающих заводов, химических и других производственных комплексов, имеющих территориально распределенные объекты и отсутствие развитой инфраструктуру, а также иметь применение в сфере ЖКХ и системах мониторинга строительных сооружений и промышленных объектов.

Система может применяться как в виде самостоятельного законченного изделия, так и в качестве составной части, входящей в интегрированные автоматизированные системы управления технологическими процессами за счёт открытости и совместимости со стандартными платформами и протоколами.

Список литературы

1. Карюк В.М., Диденко В.Г., Шалимов В.А. Применение беспроводных сенсорных сетей при автоматизации промышленного объекта хранения газа // Автоматизация в промышленности. 2008. №4. С. 36–39.
2. Столяров В.Е., Балавин М.А., Енгибарян А.А., Карюк В.М.. Беспроводная оперативная система сбора информации на территориально распределённых объектах // Газовая промышленность. 2009. №1(627). С. 47–51.
3. Ларцов С.В., Столяров В.Е., Карюк В.М.. Применение беспроводной оперативной системы сбора информации на территориально распределённых объектах. VIII Международная научно-техническая конференция «Перспективные технологии в средствах передачи информации», доклад, Владимир. 2009 Т. 1. С. 89–93.
4. Диденко В.Г., Ежов С.А., Карюк В.М. Система регистрации выноса песка из газовых скважин. // Экспозиция Нефть Газ. 2013. №3(28). С. 7–9.
5. Патент на изобретение № 2408868. Способ регистрации включений твёрдых фракций в газовом потоке, от 10.01.2011.
6. Патент на полезную модель № 107600. Система мониторинга технических параметров промышленных объектов, от 20.08.2011.
7. Патент на изобретение № 2430399. Беспроводная система мониторинга технических параметров промышленных объектов и способ его осуществления, от 27.09.2011.
8. Назаров С.И., Лаготский З.Н., Облеков Г.И. Система индикации твёрдых механических примесей // Газовая промышленность. 1990. №6. С.30.
9. Балавин М.А., Клименко А.Н., Жогун В.Н., Тябликов А.В., Токарев Е.Ф., Магомедов З.А. Акустический датчик-сигнализатор ДСП-А // Газовая промышленность. 2007. №1. С. 83–84.

БИНАР

ООО «Объединение БИНАР»
607188, Россия, Нижегородская область, г. Саров, шоссе Южное, д.12, стр. 17А
+7 (83130) 7-53-50, 7-53-53
binar@binar.ru
www.binar.ru

The use of mobile wireless measuring system for registration the sloughing of sand from gas production wells

UDC 65.011.56

Authors:
Alexey V. Kolmakov — chief geologist[1]; Kolmakov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
Valeriy P. Ustinov — chief engineer of Gubkin gas production field[1]; Ustinov@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
Sergey S.Savastyuk —geologist of Gubkin gas production field[1]; Savastyuk@noyabrsk-dobycha.gazprom.ru
Vladimir M. Karuk — director[2]; Karuk@binar.ru
Ivan V. Morozov — researcher[2]; Morozov@binar.ru

[1]Gazprom dobycha Noyabrsk, Noyabrsk, Russian Federation
[2]Binar LLC, Sarov, Russian Federation

Abstract
This publication describes the relevance of creating a mobile telemetry complex on the basis of wireless technologies to ensure the operational control of the gas production. In article was paid special attention to risks associated with sloughing of sand from the gas production wells. A practical implementation of a mobile monitoring complex "Parus" of domestic production was presented. This complex solves the problem of registration the sloughing of sand from gas production wells in real time. It were described the complex's construction and its structure. It were described the hardware of building two-level information system, shown the various options for its implementation, allowing to carry out telemetry at different structures hardware of complex, including in its structure of acoustic emission sand registration system. In this article was described registration method of sand in gas stream, which has a difference from analogues as is isolation the sensitivity zone.

Materials and methods
The mechanical impurities were researched on different gas fields.

Results
It were given research results, which allow to conclude what sloughing of sand is individual characteristic for each well and nonlinear depend on well rate.

Conclusions
Implementation of mobile complex allows effective and with low costs to conduct particular production well's monitoring in different its operation periods: from commissioning to decommissioning. If mobile complex has registration the sloughing of sand, it will provide control of ingress of sand process in well in its different operation periods. Also mobile complex can be use as analytical tool of effectiveness well's operation and other technological objects on long period its operation. Integration of mobile complex and plant floor system at the information level provides the opportunity to create a unified information database on the well stock and technological equipment. Integration allows effective maintenance in real time of gas field as automated technological unit.
The developed solutions can be successfully used for the objects of gas production and transportation, oil and gas processing plants, chemical and other industrial complexes that have geographically distributed objects and the absence of a developed infrastructure, as well as having application in the field of housing and monitoring systems, building structures and industrial facilities.
The system can be used both as an independent finished unit and as part of the integrated automated process control system at the expense of openness and compatibility with standard platforms and protocols.

Keywords
registration system, mobile complex, wireless network, gas wells, transducer of sand sloughing, gas production

References
1. Karyuk V.M., Didenko V.G., Shalimov V.A. *Primenenie besprovodnykh sensornykh setey pri avtomatizatsii promyshlennogo ob"ekta khraneniya gaza* [The use of wireless sensor networks in the automation of industrial gas storage facility]. *Avtomatizatsiya v promyshlennosti*, 2008, issue 4, pp. 36–39.
2. Stolyarov V.E., Balavin M.A., Engibaryan A.A., Karyuk V.M. *Besprovodnaya operativnaya sistema sbora informatsii na territorial'no raspredelennykh ob"ektakh* [Wireless operating system for information gathering on geographically distributed objects]. GAS Industry of Russia, 2009, issue 1(627), pp. 47–51.
3. Lartsov S.V., Stolyarov V.E., Karyuk V.M. *Primenenie besprovodnoy operativnoy sistemy sbora informatsii na territorial'no raspredelennykh ob"ektakh* [The use of wireless operating system for information gathering on geographically distributed objects]. VIII International scientific and practical conference "Prospecting technologies in data transfer", proceeding, Vladimir, 2009, Vol. 1, pp. 89–93.
4. Didenko V.G., Ezhov S.A., Karyuk V.M. *Sistema registratsii vynosa peska iz gazovykh skvazhin* [The system for registration of sand production in gas wells]. Exposition Oil Gas, 2013, issue 3(28), pp. 7–9.
5. Invention patent № 2408868 A method of registration of inclusions solid fractions in a gas stream from 10.01.2011.
6. Invention patent 107600 he monitoring system of technical parameters of industrial plants from 20.08.2011.
7. Invention patent № 2430399 Wireless monitoring system of the technical parameters of industrial facilities and the method of its implementation, from 27.09.2011.
8. Nazarov S.I., Lagotskiy Z.N., Oblekov G.I. *Sistema indikatsii tverdykh mekhanicheskikh primesey* [Display system of solid mechanical impurities]. GAS Industry of Russia, 1990, issue 6, p. 30.
9. Balavin M.A., Klimenko A.N., Zhogun V.N., Tyablikov A.V., Tokarev E.F., Magomedov Z.A. *Akusticheskiy datchik-signalizator DSP-A* [The acoustic sensor-alarm DSP-A].GAS Industry of Russia, 2007, issue 1, pp. 83–84.

11-15 октября 2016 года. Москва, ул. Народного Ополчения, 38 корп. 3 (конференц-зал ЦГЭ)
XVI Ежегодная Международная Научно-практическая конференция

ГАЛЬПЕРИНСКИЕ ЧТЕНИЯ–2016

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ТЕОРЕТИКО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ИНТЕГРИРОВАННОЙ НАЗЕМНО-СКВАЖИННОЙ СЕЙСМОРАЗВЕДКЕ И МИКРОСЕЙСМИКЕ

В рамках конференции планируются следующие мероприятия:

- **научно-практическая конференция** — устные и стендовые доклады;
- **коммерческие и некоммерческие презентации компаний-участников:** инновационные технологии сбора сейсмической информации, согласование мероприятий по **импортозамещению отечественным программным обеспечением** для обработки и интегрированной интерпретации геолого-геофизических, промысловых и других данных. для построения геологических и гидродинамических моделей месторождений с подсчётом запасов УВ, мониторинга разработки и применения ГРП при эксплуатации месторождений низкопроницаемых коллекторов и решения других задач.

Темы устных и стендовых докладов:

- **Наземно-скважинная сейсморазведка 2D и 3D**, интегрированная с разными модификациями ВСП. Технологические возможности и ограничения НВСП – непродольных модификаций ВСП при изучении около скважинного пространства, на всех этапах ГРР. Эффективность применения ВСП в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.
- **Изучение трещиноватости** коллекторов сейсмическими технологиями наблюдений и интерпретации данных. Оценка трещинной пористости по данным азимутального НВСП, использование рассеянных обменных волн для выделения пластовых зон трещноватости.
- **Микросейсмические методы** изучения недр Земли. Геологические результаты 3D- сейсморазведки шумящих сред и дифракционная томография с управляемым облучением. Микросейсмический мониторинг для контроля качества выполнения операций ГРП. .
- **Повышение нефтеотдачи** пластов и оптимизация обводнённости разрабатываемых коллекторов УВ Мониторинг многостадийного ГРП с дневной поверхности и другие инновационные методы увеличения нефтеотдачи пластов.
- **Программные, теоретико-экспериментальные и технологические разработки.** Прогнозирование ФЕС и подсчёт запасов залежей УВ по сейсмическим и скважинным данным с использованием программных комплексов DV-Discovery, DV-SeisGeo и DV-Geo, разработок ЦГЭ и других отечественных компаний. О новых методах и технологиях в сейсморазведке , например, воздушной.

Как видите, «Гальперинские чтения» — не только про ВСП.
Подробная информация об условиях участия, сроков представления докладов, регистрации и оформления финансовых документов: на сайтах **www.geovers.com** и **www.cge.ru**
E-mail: vspfin@geovers.ru, и по телефонам: 7(499)192-81-35, Наталья Александровна.
для представления тезисов докладов – по тел. 7(499)192-65-39 и e-mail: vsmanukov@cge.ru
Председатель Программного комитета конференции — Мануков Виктор Сергеевич.

Организаторы:
АО « Центральная Геофизическая Экспедиция» (ЦГЭ), Институт физики земли им. О.Ю. Шмидта РАН (ИФЗ РАН) и ООО «Геоверс»

Информационная поддержка:
ЕАГО, EAGE и журналов ГЕОФИЗИКА и Геофизический вестник ЕАГО, Технологии сейсморазведки, Экспозиция Нефть Газ, First Break, НефтеСервис, ROGTEC, Нефть Газ Новации, Приборы и системы разведочной геофизики, и др.

Участники:
МЫ ПРИГЛАШАЕМ ГЕОФИЗИКОВ И ГЕОЛОГОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩИХ И РАЗВЕДОЧНЫХ КОМПАНИЙ, УЧЕНЫХ И СПЕЦИАЛИСТОВ НИИ, ВУЗОВ И НТЦ РОССИИ, СТРАН СНГ И ЕВРОПЫ.

Журнал Экспозиция Нефть Газ является постоянным информационным партнером «Гальперинских чтений». Многие темы докладов, которые озвучиваются в рамках данной конференции, активно анонсируются и обсуждаются на страницах нашего журнала.

Шестой номер издания, который выйдет в октябре, будет посвящен геологии и геофизике. Специалистами компании-партнеров нашего журнала готовятся к публикации научно-технические материалы, посвященные инновационным технологиям и исследованиям в наземно-скважинной сейсморазведке и микросейсмике.

Приглашаем и Вашу компанию, и Ваших специалистов принять участие в подготовке шестого номера журнала. Помимо платного рекламного модуля у Вас есть возможность разместить на бесплатной основе актуальные научно-технические статьи о новейших разработках в области геофизики и рассказать о деятельности вашей компании.

По вопросам публикации обращаться в редакцию журнала Экспозиция Нефть Газ
+7 (499) 350-13-85, (8552) 38-51-26

www.runeft.ru

2016

25-26 мая

г. Уфа

VI Всероссийская научно-практическая конференция с международным участием

ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ

Уважаемые коллеги!
Приглашаем Вас принять участие в VI Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии», проводимой в рамках VI международного форума «БОЛЬШАЯ ХИМИЯ»

ТЕМАТИКА ДОКЛАДОВ

☒ реагенты и технологии их применения в процессах повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти;
• химические реагенты, применяемые при транспорте нефти и нефтепродуктов;
• современные защитные технологии, материалы и ингибиторы коррозии, солеотложения и парафиноотложения для нефтяного и газового оборудования;
• поверхностно-активные вещества в нефтяной и газовой промышленности;
• экологические аспекты применения химических реагентов в нефтяной и газовой промышленности;
• реагенты для бурения, заканчивания и ремонта скважин;
• информационное обеспечение и маркетинг в области производства и применения химических реагентов для нефтяной и газовой промышленности.

Отдельное направление - автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности:
• автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК;
• интеллектуальные алгоритмы управления технологическими процессами.

Место проведения конференции:
г. Уфа, ул. Кирова, 15, Академия наук РБ.

Орг комитет:
тел.: +7(347) 294-90-05, 294-90-02
e-mail: fprn.rb@gmail.com

30-31 МАРТА 2016 г.

Ямало-Ненецкий автономный округ

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ “ЯМАЛ”, ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума

ВЫСТАВКА 2016 Газ. Нефть. Новые Технологии - Крайнему Северу

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:
SIBExpoSERVICE

ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”,
г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50 – многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru, www.ses.net.ru

КОНФЕРЕНЦ НЕФТЬ

Т./ф.: +7 (3412) 43-53-86
+7-912-751-47-92
info@konferenc-neft.ru
www.konferenc-neft.ru

«Методы борьбы со скважинными осложнениями»
22-23 марта 2016 г. Ижевск

Оптимизация затрат при добыче нефти.
Сильный сервисный сектор для нефтедобычи
в России — критерий инновационного развития»
Май 2016 г. Ижевск

Методы увеличения нефтеотдачи.
Различные ГТМ на нефтяных месторождениях.
Сентябрь 2016 г. Ижевск

Оптимальное применение оборудования
для ОРЭ, ОРЗиД, ВСП.
Увеличение эффективности его эксплуатации
Ноябрь 2016 г. Ижевск

Мероприятия будут проводиться совместно с отраслевыми издательствами: «Экспозиция Нефть Газ», «Нефтяное хозяйство», с последующей возможностью печати докладов в этих журналах, а также при поддержке Правительства Удмуртской Республики и Министерства энергетики УР. Планируется привлечь научных сотрудников университетов нефтяных факультетов.

НОЧУ ДПО ИнТех
Инновационные Технологии

ТЮМЕНСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Ялта
РЕСПУБЛИКА КРЫМ

6-10 июня 2016 г.

г. Ялта, Республика Крым, РФ

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

«ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ И СУПЕРВАЙЗИНГ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ»

10-14 октября 2016 г.

г. Ялта, Республика Крым, РФ

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

«СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ, РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИН И ЗБС: ПРОБЛЕМЫ, ПЕРСПЕКТИВЫ, ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ

14-15 сентября 2016 г.

г. Тюмень. Мероприятие приурочено к выставке «Нефть и Газ. Топливно-энергетический комплекс 2016»

СЕМИНАР-КОНФЕРЕНЦИЯ

«СУПЕРВАЙЗИНГ И ИНЖИНИРИНГ НЕФТЕСЕРВИСНЫХ УСЛУГ»

Организатор семинаров НОЧУ ДПО «Инновационные Технологии»
В наших семинарах принимают участие представители таких компаний как «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «SHLUMBERGER» и многие другие.

Для участия в конференции необходимо подать заявку на сайте, либо запросить регистрационную анкету по электронной почте.

+7 (3452) 534 009
togc@bk.ru, in_tech@bk.ru

WWW.TOGC.INFO

Global Oil&Gas
Atyrau

Global Oil&Gas

15-я Северо-Каспийская Региональная выставка и конференция "Атырау Нефть и Газ"

12-14 апреля 2016

Спорткомплекс "Атырау"
Атырау, Казахстан

Find out more at
www.oil-gas.kz

ORGANISED BY ITECA
ITeca ITE
PART OF THE ITE GROUP

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

16-я Международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2016

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА

Messe Düsseldorf

24-27 мая

ufi Approved Event

Российский союз выставок и ярмарок

Российский нефтегазохимический форум

XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии

Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158

БВК Башкирская выставочная компания

#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ

БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93

e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ ФЕВРАЛЬ–МАЙ 2016

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ ЭНЕРГО**
Оренбург, 17–19 февраля
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

конференция **АРКТИКА И ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ**
Москва, 18–19 февраля
ARCTIC.S-KON.RU

Обсуждение актуальных вопросов и перспектив освоения Арктического и Континентального шельфа, роли Арктики в удовлетворении спроса на энергоресурсы.

выставка **ТЕРРИТОРИЯ NDT 2016**
Москва, 2–4 марта
EXPO.RONKTD.RU

Ежегодный форум средств и технологий неразрушающего контроля. Отраслевые круглые столы «НК в промышленности».

конференция **СТРОИТЕЛЬСТВО И МОДЕРНИЗАЦИЯ НПЗ, ГПЗ И НХП**
Москва, 10–11 марта
OILANDGASREFINING.RU

Дискуссионная площадка, созданная с целью проанализировать практические примеры работы НПЗ, ГПЗ и НХП.

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 15–17 марта
EXPOENERGO.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конгресс **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ 2016**
Москва, 16–18 марта
VOSTOCKCAPITAL.COM

Более 250 представителей органов власти, компаний-операторов крупно-, средне- и малотоннажных СПГ-проектов, российских и международных потребителей, поставщиков технологий и оборудования.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 17 марта
N-G-K.RU

Ежегодная встреча руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний со своими подрядчиками.

саммит **НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА: МОДЕРНИЗАЦИЯ, ИННОВАЦИИ**
Москва, 21 марта
DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Знаковое событие в сегменте Downstream, в рамках которого состоится конгресс «Глобальные тренды и стратегическое планирование».

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Сочи, 21–26 марта
CONF3.OILGASCONFERENCE.RU

Проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Строительство промысловых и магистральных трубопроводов, техника и технология ГНБ.

саммит **ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫЕ И НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ**
Москва, 22 марта
TRIZSUMMIT.RU

Среди акцентов саммита — проблемы государственного стимулирования отрасли и производства импортозамещающей продукции.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ**
Красноярск, 22–23 марта
EASTSIB-OIL-GAS.COM

На повестке рассмотрение проектов развития нефтегазовых месторождений Восточной Сибири с точки зрения целого комплекса задач: от геологоразведки и добычи до транспортировки и переработки.

конференция **МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СКВАЖИННЫМИ ОСЛОЖНЕНИЯМИ**
Ижевск, 22–23 марта
KONFERENC-NEFT.RU

Цель — обмен опытом, оценка эффективности внедрения существующих технологий в различных нефтегазовых компаниях России, а также обзор современных решений от предприятий-производителей технологий.

конференция **PIPELINE-TECH**
Санкт-Петербург, 22–24 марта
CREONENERGY.RU

Инжиниринговые решения для создания, модернизации и развития инфраструктуры предприятий ТЭК.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ**
Новый Уренгой, 30–31 марта
EXPONET.RU

Межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума.

конференция **ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ТЕПЛОТЕХНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ Сочи, 4–9 апреля**
CONF5.OILGASCONFERENCE.RU

Политика государства в области современных требований к метрологическим службам. Проблемы импортозамещения в приборах контроля, измерения и автоматизации.

конференция и выставка
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ 2016
Санкт-Петербург, 11–14 апреля
EAGE.RU

Крупный геолого-геофизический форум включает обширную научную программу, курсы лекций, семинары, выставку и студенческую программу.

форум **DATACLOUD & IOT**
Москва, 12 апреля
EURASIANDATACLOUD.RU

Форум пройдет при поддержке Ассоциации участников отрасли ЦОД в России и будет способствовать процессу зарождения новой цифровой экономики Евразии.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 12–14 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

TABLE OF EVENTS FEBRUARY–MAY 2016

конференция
КРУГЛЫЙ СТОЛ ПО ВОПРОСАМ БУРЕНИЯ
Москва, 13 апреля
RDCR.NET

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2016**
Москва, 18–20 апреля
SMNO.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ. Конференция приурочена к III Национальному нефтегазовому форуму.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 18–21 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

16-ая международная выставка «НЕФТЕГАЗ-2016» и III Национальный нефтегазовый форум. Ключевые события отрасли теперь на одной площадке.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ ГЕОФИЗИКА**
Анапа, 25–29 апреля
EAGE.RU

Ориентирована на специалистов, область интересов которых — инженерные изыскания, малоглубинная геофизика, экология, рудная геофизика, изучение почв.

конференция **ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ**
Москва, 28 апреля
RPI-CONFERENCES.COM

Перспективные технологические разработки производителей техники и оборудования для строительства, ремонта и реконструкции трубопроводных систем.

конференция **НЕФТЕБАЗЫ И НЕФТЯНЫЕ ТЕРМИНАЛЫ**
Астана, Казахстан, 16–17 мая
OILTERMINAL-CASPIAN.COM

Встреча специалистов, технических директоров, руководителей нефтебаз и нефтяных терминалов Каспийского региона и Кавказа, нефтегазовых компаний и портов.

выставка **METROLEXPO**
Москва, 17–19 мая
METROL.EXPOPROM.RU

Обсуждаются проблемы обеспечения глобальной конкурентоспособности на мировом рынке отечественных товаров и услуг за счет внедрения инновационных измерительных технологий.

выставка **КОМПЛЕКСНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ**
Москва, 17–20 мая
ISSE-RUSSIA.RU

Выставка соберет на своей площадке представителей российских и иностранных производителей в сфере безопасности.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 17–20 мая
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Уникальное для России конгрессно-выставочное мероприятие, отражающее потребности отрасли и определяющее направление ее развития.

семинар **ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ**
Казань, 18 мая
KONFERENC-NEFT.RU

Совершенствование и оптимизация эксплуатации УШГН, УШВН, УЭДН и УЭЦН малой производительности. Энергоэффективные технологии для скважин, оборудованных УЭЦН и ШГН.

выставка **НЕФТЬ И ГАЗ**
Ташкент, Узбекистан, 18–20 мая
MIOGE.RU

Событие для нефтегазового сектора Узбекистана, предоставляющее участникам широчайшие возможности для установления взаимовыгодного сотрудничества.

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС ТУРКМЕНИСТАНА
Туркменбаши, Туркменистан, 19–20 мая
MIOGE.RU

Карта мировой газовой промышленности: стратегическое положение и роль Туркменистана.

выставка **ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ**
Москва, 20 мая
RPI-CONFERENCES.COM

Разведка и дальнейшая эксплуатация выявленных нефтяных и газовых месторождений: программы работ ведущих компаний. Шельфовые проекты Южных, Арктических и Дальневосточных морей.

конференция **СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КРС И ПНП. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ**
Сочи, 23–28 мая
CONF1.OILGASCONFERENCE.RU

Ознакомление с новейшими достижениями отраслевых институтов, нефтегазодобывающих и сервисных компаний, позволяющими успешно решать проблему импортозамещения.

конференция **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Москва, 24 мая
N-G-K.RU

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке.

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ.**
Уфа, 24–27 мая
BVKEXPO.RU

Отраслевое событие России и ближнего зарубежья: свыше 400 ведущих компаний-участников из 40 регионов России и зарубежных стран, 14 000 кв.м выставочной площади.

конференция **ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОЙ ХИМИИ**
Уфа, 25–26 мая
ANRB.RU

Автоматизация процессов в нефтяной и газовой промышленности. Автоматизация управления и обеспечения безопасности процессов на предприятиях ТЭК.

выставка **SIGOLD**
Южно-Сахалинск, 26–27 мая
SIGOLDFORUM.RU

Нейтральная сахалинская деловая площадка для встречи власти и бизнеса, руководителей компаний отраслей ТЭК с поставщиками товаров и услуг.

КАЛЕНДАРЬ ДЛЯ IPAD — http://runeft.ru/activity/ical/

Проводится при поддержке
Президента Республики Татарстан,
Правительства Республики Татарстан
ПАО «ТАТНЕФТЬ»

Выставочная Компания
«НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

TATNEFT

15

Юбилейная выставка столицы нефти Татарстана

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО ХИМИЯ. ЭКОЛОГИЯ ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

АЛЬМЕТЬЕВСК

19-21 октября 2016

NT-EXPO.RU

N-G-K ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

17 марта 2016 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазового комплекса
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

24 мая 2016 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

13 сентября 2016 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

20 октября 2016 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

OIL-GAS.RU
- Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса

8 декабря 2016 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

OIL-GAS.RU
- Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты

OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Установка вибрационная поверочная ВМВП

Установка ВМВП сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 47483-11

Переносная установка ВМВП является рабочим эталоном 2-го разряда по МИ 2070-90 и предназначена для поверки и калибровки рабочих виброметров (аппаратуры контроля вибрации), пьезоэлектрических и токовихревых вибропреобразователей в условиях эксплуатации.

Основные преимущества:

- Высокая точность воспроизведения и измерения параметров вибрации — ВМВП осуществляет воспроизведение и измерение параметров вибрации с высокой точностью благодаря метрологическим и техническим характеристикам, соответствующим эталону 2-го разряда
- Встроенный преобразователь заряда — наличие встроенного преобразователя заряда позволяет проводить поверку пьезоэлектрических вибропреобразователей с выходом по заряду и с выходом по напряжению (датчики ICP)
- Встроенный мультиметр — наличие встроенного мультиметра позволяет проводить поверочные работы без подключения дополнительных измерительных приборов. Отображение задаваемых и измеренных сигналов осуществляется при помощи дисплея ВМВП.
- Возможность крепления любых типов датчиков — основание вибростола ВМВП позволяет при использовании переходника закрепить любые типы пьезоэлектрических вибропреобразователей, а входящее в комплект поставки универсальное устройство УКД позволяет закрепить любые типы датчиков токовихревых.
- Универсальное питание — ВМВП работает как от сети питания постоянного тока (24 ± 2,4)В, сети переменного тока (187–242)В, так и автономно при подключении модуля питания МП. Благодаря встроенному в модуль питания аккумулятору ВМВП обеспечивает работу с аппаратурой непосредственно на объекте. Время автономной работы без подзарядки — более 4-х часов.
- Компактность — установка ВМВП является переносной благодаря небольшим размерам. ВМВП состоит из вибрационной установки ВУ и модуля питания МП, на корпусах которых закреплены ручки для их переноса
- Эргономичность — удобство работы с установкой ВМВП обеспечивается за счет расположения панели индикации и управления в съемной крышке, гибко соединенной с корпусом ВУ.

Технические характеристики ВМВП

- ***Диапазон воспроизводимых параметров вибрации:***
  - виброускорения — 0,4 – 100 м/с²
  - виброскорости — 0,8 – 200 мм/с
  - виброперемещения — 5 – 250 мкм
- ***Диапазон частот воспроизводимых параметров вибраций:***
  - виброускорения — 10 – 5000 Гц
  - виброскорости — 10 – 1000 Гц
  - виброперемещения — 10 – 500 Гц
- ***Коэффициент гармоник воспроизводимых параметров вибраций*** — не более 10 %
- ***Предел основной относительной погрешности воспроизводимых параметров вибраций:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц — ±2%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц — ±4%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц — ±5%
- ***Максимальная нагрузочная масса*** — 0,7 кг
- ***Диапазоны измерения сигналов:***
  - постоянного тока — 0,5 – 20 мА
  - напряжения постоянного тока — 0,3 – 10 В
  - размаха напряжения переменного тока — 14,0 – 2000 мВ
- ***Относительная погрешность измерения электрических сигналов:***
  - постоянного тока и напряжения постоянного тока — ±1%
  - размаха напряжения переменного тока — ±2%
- ***Относительная погрешность встроенного виброметра:***
  - на частоте 80 Гц и 160 Гц — ±1,5%
  - в диапазоне частот от 30 до 5000 Гц — ±3%
  - в диапазоне частот от 10 до 5000 Гц — ±4%
- ***Характеристики встроенного преобразователя заряда:***
  - Диапазон преобразуемых зарядов — 5 – 500 пКл
  - Коэффициент преобразования — 1,0 мВ/пКл
  - Относительная погрешность коэффициента преобразования — ±1,5%
  - Неравномерность АЧХ в полосе частот от 10 до 5000 Гц — ±2,0%
- Электрическое питание:
  - напряжением постоянного тока — 21,6 – 26,4
  - напряжением переменного тока частотой (50±1) Гц — 187 – 242

Аппаратура контроля абсолютной и относительной вибрации ИВ-Д-ПФ

Аппаратура сертифицирована и занесена в Государственный реестр под № 44044-10

Аппаратура ИВ-Д-ПФ, предназначенная для непрерывного контроля вибрации различных агрегатов, нашла широкое применение в газовой промышленности и электроэнергетике. Одновременный контроль абсолютной и относительной вибрации позволяет обеспечить защиту всего контролируемого агрегата (двигателя, нагнетателя или редуктора). Имеющаяся статистика отказов аппаратуры является свидетельством ее надежности.

В аппаратуре решены следующие задачи:

- непрерывный контроль исправности изделий, входящих в состав каналов измерения аппаратуры: вибропреобразователей, преобразователей перемещений, блока электронного и соединительной проводки. Индикация неисправности отказавшего изделия и формирование по неисправному каналу измерения сигнала 2мА в систему защиты ГПА с целью предотвращения его аварийного останова;
- анализ отказа канала измерения с выдачей соответствующей информации;
- подавление цифровыми фильтрами высокого порядка шумов за пределами частотного диапазона с целью повышения помехоустойчивости;
- непрерывный контроль начального зазора и рабочего положения токовихревых датчиков в линейной зоне контроля при измерении виброперемещения;
- установка по цифровому табло рабочего положения токовихревых датчиков;
- настройка по цифровому табло преобразователей перемещений ВП под используемую марку материала ротора нагнетателя;
- формирование релейных сигналов при превышении вибрацией уровней предупредительных и аварийных значений уставок;
- цифровые выходы передачи полученных данных для подключения аппаратуры к ПК с установленным ПО нашей разработки с возможностью гибкого управления и настройки измеряемых параметров вибрации

Технические характеристики аппаратуры

- ***Максимальное количество каналов измерения абсолютной (корпусной) вибрации: виброускорение, виброскорость, виброперемещение*** — не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения относительной вибрации: размах виброперемещения, радиальный зазор, осевой сдвиг*** — не более 8
- ***Максимальное количество каналов измерения оборотов частоты вращения ротора*** — не более 3
- ***Предельные значения диапазона измерений (диапазон измерений уточняется заказчиком):***
  - виброускорения — 2,5 – 500 м/с²
  - виброскорости — 0,35 – 141 мм/с
  - виброперемещения — 5–300 мкм
  - размаха виброперемещения — 10 – 500 мкм
  - осевого сдвига (радиального зазора) — 0,25 – 2,5 мм
  - числа оборотов вращения ротора — 240 – 9999 об/мин
- ***Предельные значения диапазона частот измеряемых величин (диапазон частот уточняется заказчиком):***
  - виброускорения — 10 – 10000 Гц
  - виброскорости — 10 – 2000 Гц
  - виброперемещения — 10 – 100 Гц
  - размаха виброперемещения — 10 – 500 Гц
- ***Выходные сигналы, пропорциональные измеряемым параметрам вибрации:***
  - напряжение постоянного тока — 0 – 5000 мВ
  - выходной постоянный ток — 4 – 20 мА
- ***Предел основной относительной погрешности измерения параметров абсолютной вибрации и размаха виброперемещения*** — ±10%
- ***Предел основной приведенной погрешности измерения осевого сдвига и радиального зазора*** — ±7%
- ***Предел основной относительной погрешности измерения числа оборотов вращения ротора*** — ±0,1%
- Напряжение питания постоянного тока — 18 – 72В

ЗАО «Вибро-прибор», Санкт-Петербург, ул. Варшавская, д.5а, корп.3

Тел.: (812) 369-69-90, 369-00-90 Факс (812) 327-74-02 www.vpribor.spb.ru

SCHOELLER-BLECKMANN DARRON RUSSIA

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО И ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД
ко всем требованиям заказчика для эффективного сотрудничества

Немагнитные УБТ
и производство

Внутрискважинное
оборудование BICO

КАЧЕСТВО — ответственность каждого

QUALITY — is everyones responsibility

Циркуляционные
переводники PBL

Неразрушающий
контроль

629800 Noyabrsk, Industrial Zone, Panel XIYANAO | Russian Federation
Tel/fax: (3496) 34-30-42, 34-30-62 | E-mail: sbdr_operation@mail.ru www.sbdr.ru