

№1 (94) МАРТ 2023

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785



РОСНЕФТЬ

**Поиск
скважин-кандидатов**
для проведения РИР

**Оценка
эффективности**
газовых МУН

Глушение скважин
Восточной Сибири

Релаксация
остаточных запасов нефти

Опыт применения
АУКП

**Влияние
гистерезиса ОФП**
на эффективность ВГВ

ГАЗПРОМ

Дуплексные стали
для транспорта
агрессивных сред

ТЕХНОЛОГИИ

**Иркинеево-
Чадобецкая**
рифтовая зона

**Системы
предупреждения**
при строительстве скважин

30

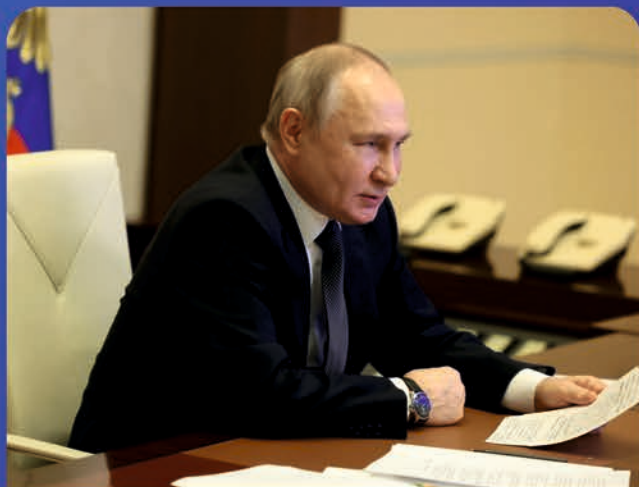


Дорогие друзья!
Сердечно поздравляю Вас
с 30-летием компании «Газпром».

Многие годы она играет ключевую роль в укреплении экономики, социальной сферы, энергобезопасности нашей страны. И по праву считается лидером глобального топливно-энергетического рынка.

Сегодня, несмотря на антироссийские санкции, компания продолжает наращивать свой потенциал. Она осуществляет передовые проекты в сфере геологоразведки и добычи углеводородов, разрабатывает новые месторождения и последовательно занимается газификацией российских районов.

Дмитрий Медведев



Сегодня мы отмечаем 30-летие нашей известной на весь мир компании «Газпром». Это одна из крупнейших, ведущих компаний России и глобальный лидер по запасам, добыче и поставкам природного газа.

Сегодня «Газпром» демонстрирует высокую ответственность в своей работе, эффективность, устойчивость. Отмечу и то, что компания обеспечивает заказами высокотехнологичный отечественный бизнес, в том числе средние и малые предприятия, молодые исследовательские команды.

Ещё раз поздравляю работников «Газпрома» с юбилеем компании и благодарю вас за отличную работу на благо наших граждан, всей нашей огромной страны, желаю вам новых достижений!

Владимир Путин



Бипрон™

ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ
ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ

**ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОЕ
ЗАЗЕМЛЕНИЕ**

ПРОМЫШЛЕННЫХ

ОБЪЕКТОВ

bipron.com

30-летие «Газпрома» — значимое событие для нашего коллектива.

Работать в «Газпроме» — почетно и ответственно. Мы уверены, у компании — большое и славное будущее!

Дмитрий Щёголев

1 место
в мире

занимает «Газпром» по запасам и добыче газа, по размеру газотранспортной системы

СОХРАНЯЯ ЖИЗНИ

Система оповещения и управления эвакуацией во взрывозащищенном исполнении

системы оповещения
ЭЛТЕХ-СЕРВИС
eltech-service.ru



> 490 тыс
работников трудятся
в компаниях Группы Газпром

1 580

профессий и специальностей
в «Газпроме»

ВНУТРИТРУБНАЯ
ДИАГНОСТИКА



neftegazperspektiva.ru

За эти десятилетия вами пройден огромный путь – от Государственного газового концерна до крупнейшей транснациональной корпорации.

Сегодня «Газпром» – глобальная вертикально интегрированная компания, которая занимает ключевые позиции в мировой энергетике, является надёжным поставщиком голубого топлива российским и зарубежным потребителям. Это тысячи километров высокоэффективных магистральных газопроводов на территории нашей страны и далеко за её пределами, современная инфраструктура, заводы, комплексы, производства.

Михаил Мишустин



От всей души поздравляю вас с 30-летием ПАО «Газпром»!

За прошедшие годы проделана колоссальная работа, результатами которой мы с вами по праву гордимся.

Расширена география газотранспортной системы — самой протяженной и надежной в мире. Мы значительно укрепили энергетическую безопасность России.

Алексей Миллер

СТАБИЛЬНАЯ РАДИОСВЯЗЬ

ОБЕСПЕЧЕНИЕ СВЯЗИ И БЕЗОПАСНОСТИ
НА ПРОИЗВОДСТВЕ

GOODWIN
goodwin.ru



СИЛА СИБИРИ

крупнейшая система
транспортировки газа
на Востоке России

Все трубы, которые
используются
при строительстве
«Силы Сибири», —
российского
производства.

Наша компания работает на благо
страны, и каждая ее победа —
это победа каждого из жителей
России.

Вместе мы — сила. «Сила Сибири»,
сила «Газпрома», сила России.

Владислав Бородин

~ 3 000 км

38 млрд м³
газа в год
экспортная производительность



НОВЫЙ ЦЕНТР
ГАЗОДОБЫЧИ
НА ПОЛУОСТРОВЕ ЯМАЛ
является ключевым для развития
газовой отрасли России в XXI
веке. «Газпром» будет вести
здесь добычу более 100 лет.

СПГ 2023
конгресс РОССИЯ

Делегации во главе
с руководителями ПАО «Газпром»
примут участие в СПГ Конгрессе

15–16 марта

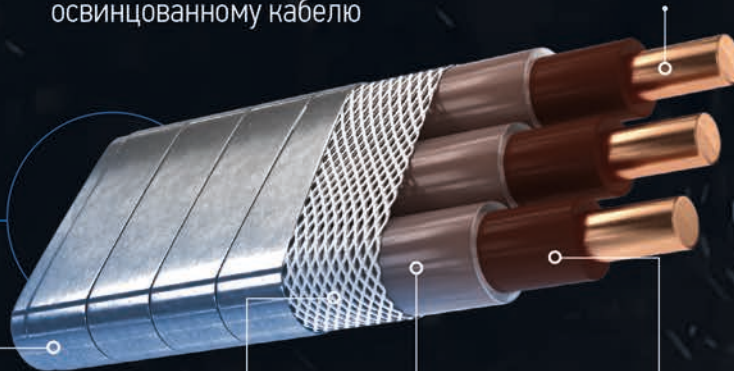
Россия, РТ, г. Бавлы,
Промышленная ул., 28

+7 (85569) 4-20-51
tnk@ sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

ТЕРМОСТОЙКИЙ КАБЕЛЬ МАРКИ КИФБП-230

Является аналогом
освинцованному кабелю

Медная
токопроводящая
жила



Броня стальная лента

1. Оцинкованная
2. Коррозионностойкая

Подушка

из стеклянной
ленты

Изоляция

из фторполимера

Изоляция -

фторопластовая
пленка

НАПРЯЖЕНИЕ ДО 4,2 кВ
ЧАСТОТА ДО 200 Гц

энергетические
характеристики

Категории размещения
1 и 5 ПО ГОСТ 15150-69

для эксплуатации
в скважинной жидкости

ОТ -60 °С ДО +230 °С
диапазон температур

ПРЕИМУЩЕСТВА

1. Меньший вес кабеля и бронепокрова
2. Уменьшены габариты
3. Эксплуатация на больших глубинах
4. На барабане помещается больше кабеля
5. Снижение затрат при транспортировке

ИСПОЛЬЗУЮТСЯ В СКВАЖИНАХ

1. Стандартных
2. Малого диаметра

КАБЕЛИ

для нефтепогружных
электронасосов



СОДЕРЖАНИЕ

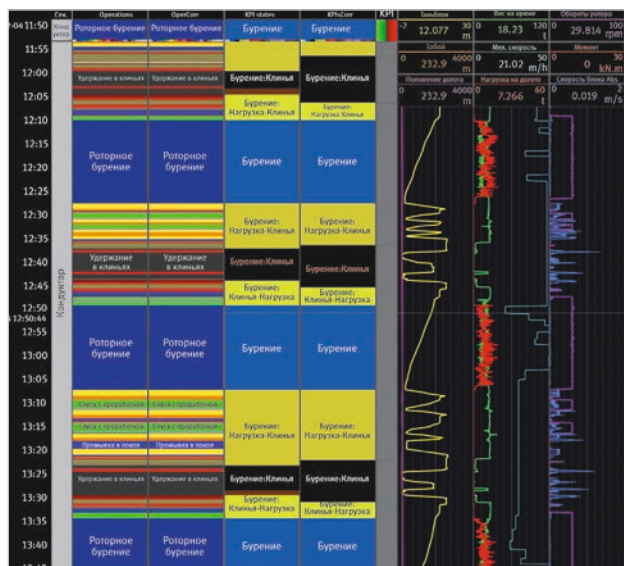
РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 14 Постникова О.В. Условия формирования отложений редколесной свиты Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны
- 21 Мещеряков А.А. Борьба с негативным влиянием механических примесей при одновременно-раздельной эксплуатации

Бурение

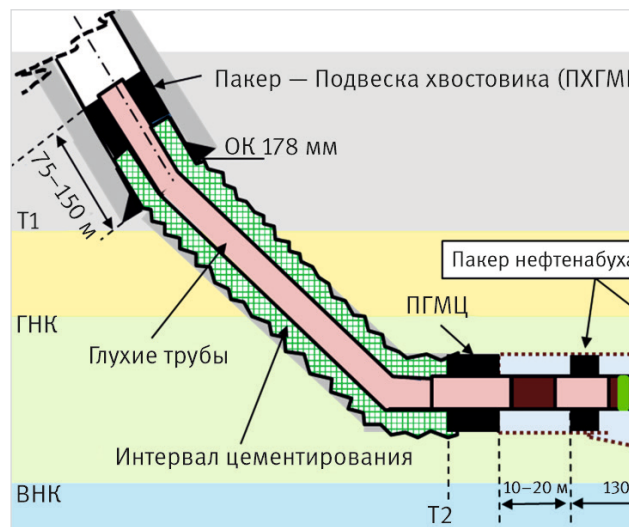
- 27 Еремин Н.А. О созданной в ИПНГ РАН интеллектуальной системе предупреждения осложнений при строительстве скважин на суше и на море



ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- 33 Группа компаний ИТРС: Мезенцев А.С. Сервисная модель интеллектуального управления добычей. Цифровой двойник нефтегазового месторождения на базе AVIST Oil&Gas
- 36 Зюзев Е.С. Опыт применения автономных устройств контроля притока



- 41 Кобяшев А.В. Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия
- 46 Захаренко В.А. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (94) Март 2023

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-23/01-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 09.03.2023

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

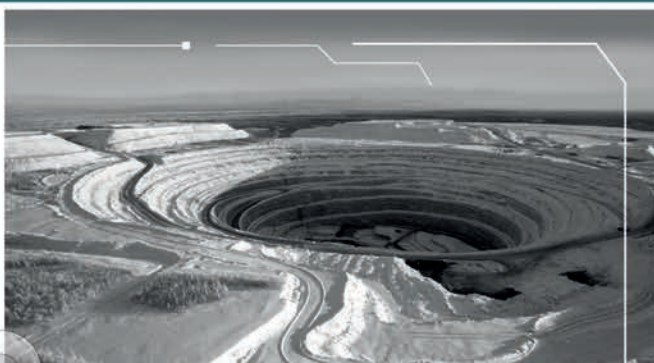
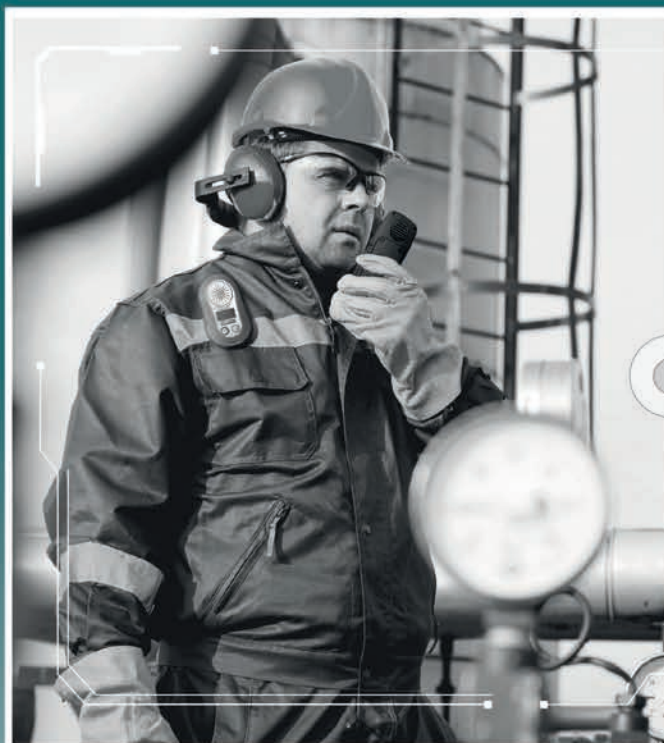
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

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

25 GOODWIN

КОМПЛЕКС СРЕДСТВ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СВЯЗИ И БЕЗОПАСНОСТИ ТРУДА НА ПРОИЗВОДСТВЕ



Гудвин-Бородино

- Система промышленной радиосвязи стандарта DECT
- Решения на базе традиционной и IP-телефонии с возможностью интеграции в существующие корпоративные и общие сети связи
- Создание единой централизованной телекоммуникационной сети с включением удаленных подразделений, в которой функционируют как мобильные, так и фиксированные (стационарные) абоненты
- Решения для предприятий с взрывоопасными производственными условиями и агрессивными средами горнорудной, нефтегазовой, химической и других отраслей
- Единая сеть для объектов с взрывоопасными и безопасными условиями
- Устойчивая работа абонентского оборудования на расстоянии 300/50 м до базовой станции на открытой местности / в горных выработках

Гудвин-Нева

- Функции мониторинга и голосовой связи в одной системе – работа в стандартах DECT, GSM, NB IoT, LTE
- Определение местоположения персонала на территории предприятия; мониторинг активности; контроль пульса; контроль наличия средств индивидуальной защиты; снятие ключевых параметров состояния окружающей среды
- Инструмент для анализа инцидентов
- Удобный интерфейс, доступный на любом экране (ПК, планшет, смартфон)
- Повышение эффективности работы персонала, оперативное управление персоналом; снижение издержек за счет предупреждения несчастных случаев на производстве
- Контроль состава группы работников – защита работодателя от приписок ФОТ
- Фиксация времени работы в контрольных точках – контроль работы обходчиков

GOODWIN

правильные системы
радиосвязи

GOODWIN.RU

Общество с ограниченной ответственностью «Концерн Гудвин (Гудвин Европа)»

ТОРП: Приказ о подтверждении статуса телекоммуникационного оборудования российского происхождения №2128 от 06.07.2020

Взрывозащита: Сертификат соответствия RU №0188534

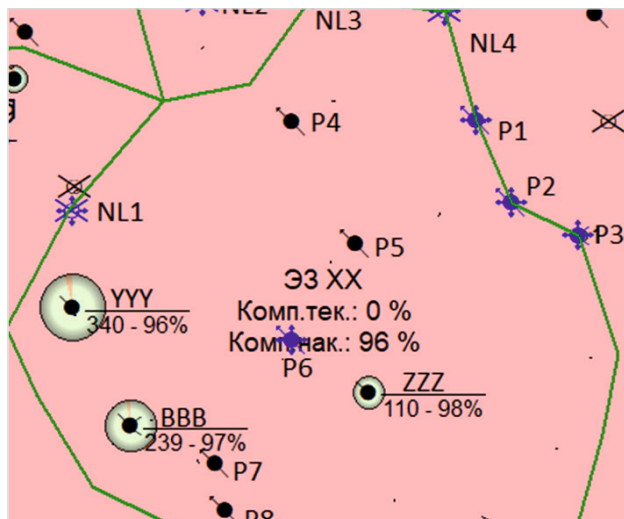
Декларация соответствия ЭМС ЕТС: ЕАЭС N RU Д-РУ.НВ54.В.03095/20

Система менеджмента качества: Сертификат № РОСС RU.ФК07.К00281

Производство в Москве: Свидетельство резидента ОЭЗ «Технополис Москва» №201977021097045



- 56 Кардопольцева А.М. Влияние глинистых пород в разрезе продуктивного пласта на темпы падения добычи жидкости в низкопроницаемых коллекторах
- 61 Ялашев И.И. Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири



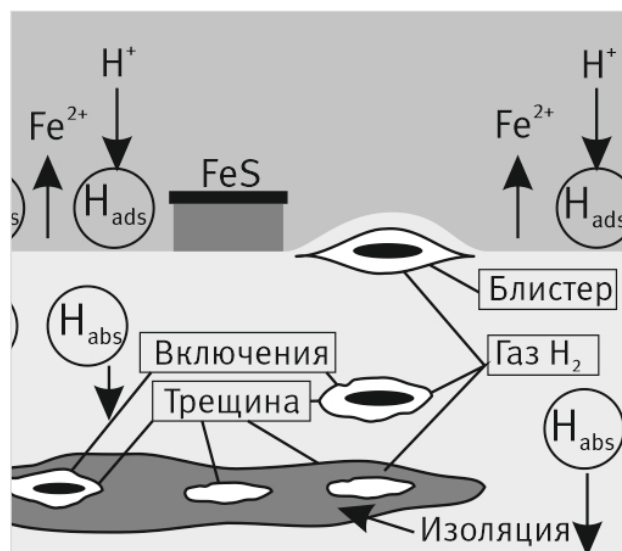
- 66 Абдрахманова Э.К. Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 2)
- 70 ООО «НПФ «Модуль»: Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения
- 72 Сулейманова М.В. Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки

- 76 Никулин В.Ю. Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

- 81 ООО «АПС»: Протяжка трубопроводов в футлярах с помощью опорно-направляющих колец марки AP из полимерных материалов
- 82 Филистеев В.Г. Дуплексные стали для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАН / tshuster@mail.ru

ВЫПУСКАЮЩИЙ РЕДАКТОР:

Игнатъева С.Е. / general@runeft.ru

КОРРЕКТОР:

Гунько О.Г. / gunko.ok@mail.ru

ДИЗАЙН И ВЕРСТКА:

Шевцов А.А. / design@runeft.ru
Маркин Д.В. / dima@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:

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

РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А. — д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор

Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Закиров Э.С. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Попов С.Н. — д.т.н.
Пуланова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.



Технологическая линия по диагностике
и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™



ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.



БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов одновременной работой 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и требованиями с Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.



РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18х30 м.
- Организация рабочих мест, исключая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.



БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодоверточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут Вашими.
- Индивидуальный проект под Ваши площади.

CONTENT

UPSTREAM

Geology

- 14 Postnikova O.V. Conditions of sedimentation of deposits of the redkolesnaya formation of the Irkineevo-Chadobets rift zone
- 21 Meshcheryakov A.A. Fighting the negative impact of mechanical impurities with simultaneous separate operation

Drilling

- 27 Eremin N.A. About the intellectual system of prevention of complications in the construction of wells on land and at sea created at OGRI RAS

Oil production

- 36 Ziuzev E.S. Autonomous inflow control devices usage experience
- 41 Kobyashev A.V. The influence of the hysteresis relative permeability on the numerical estimate of the effectiveness of water-alternating-gas injection
- 46 Zakharenko V.A. Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation

- 56 Kardopoltseva A.M. Clay rocks influence in the section of production formation on the liquid production decline rates in low permeability reservoirs
- 61 Yalashov I.I. Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia
- 66 Abdrakhmanova E.K. Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue (part 2)
- 72 Suleymanova M.V. Oil migration on the last stage of oil fields development
- 76 Nikulin V.Yu. The utilization of composition with spurt loss for control absorptions during killing wells in low-temperature terrigenous reservoirs in Eastern Siberia

MIDSTREAM

Pipeline

- 82 Filisteev V.G. Duplex steels for transport of corrosive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide

OIL & GAS EXPOSITION

ISSUE: 1 (94) March 2023

ISSUE DATE: 09.03.2023

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:

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

EDITOR IN CHIEF:

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

EDITOR:

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:

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

MANAGERS:

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

DIRECTORATE:

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

EDITORIAL BOARD:

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

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР



Эстония
Литва
Латвия
Белоруссия
Молдова
Крым
Грузия
Армения
Туркменистан



Ведущий российский производитель компрессорного оборудования



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

Условия формирования отложений редколесной свиты Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны

Постникова О.В., Изъюрова Е.С., Изъюров А.Д., Кучнов Д.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
dima2000-00@mail.ru

Аннотация

Целью настоящей работы явилось установление условий осадконакопления редколесной свиты венда в пределах Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны на юго-западе Сибирской платформы. В основу работы положено 184 образца шлифа и 240 м кернового материала по скважинам глубокого бурения Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны, а также фондовый материал и результаты геофизических, литологических, петрофизических исследований. По результатам литолого-циклостратиграфических исследований в объеме редколесной свиты выделяются три седиментационных циклита, имеющих трансгрессивное строение, выражающееся в смене песчаных и алевритовых пород на сульфатно-карбонатные отложения в кровельных частях циклитов. В минеральном составе встречены обломки кварца, полевых шпатов, кварцитов и глинистых сланцев, источником сноса которых являлись метаморфические породы Енисейского кряжа, а также магматические породы свода Байкитской антеклизы. Последние явились основным источником сноса для отложений редколесной свиты. По результатам литофациального анализа было выявлено, что формирование отложений редколесной свиты происходило в условиях флювиальных форм рельефа (мигрирующего во времени дельтового канала) и соляных маршей в зонах супралиторали, литорали и сублиторали соответственно, при развитии вендской трансгрессии морского бассейна на юго-западе Сибирской платформы.

Материалы и методы

В основу работы положено 240 м кернового материала по скважинам глубокого бурения Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны, а также фондовый материал и результаты геофизических, литологических, петрофизических исследований. Использованы результаты исследования пород в 184 шлифах, на электронном микроскопе и рентгеновском дифрактометре. Экспериментальные исследования проводились с использованием поляризационного микроскопа Axio Imager A2m Carl Zeiss и стереомикроскопа Carl Zeiss Micro Imaging GmbH; исследования минерального состава

литотипов, а также элементного состава пород выполнены с помощью энергодисперсионного спектрометра на растровом электронном микроскопе (РЭМ) JEOL JSM-6610LV с приставкой для микроанализа OXFORD INSTRUMENTS IE350-1W500-HKL; изучение минерального состава пород было проведено с помощью рентгеновского дифрактометра RIGAKU (XRD) SmartLab.

Ключевые слова

редколесная свита, венд, Иркинеево-Чадобецкая рифтовая зона, Сибирская платформа, условия осадконакопления

Для цитирования

Постникова О.В., Изъюрова Е.С., Изъюров А.Д., Кучнов Д.С. Условия формирования отложений редколесной свиты Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 14–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-14-20

Поступила в редакцию: 25.11.2022

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Conditions of sedimentation of deposits of the redkolesnaya formation of the Irkineevo-Chadobets rift zone

Postnikova O.V., Izyurova E.S., Izyurov A.D., Kuchnov D.S.

Gubkin University, Moscow, Russia
dima2000-00@mail.ru

Abstract

The aim of this work was to establish the conditions of sedimentation of the vendian redkolesnaya formation within the Irkineevo-Chadobets rift zone in the southwest of the Siberian platform. The work is based on 184 thin section samples and 240 meters of core material from deep drilling wells of the Irkineevo-Chadobets rift zone, as well as stock material and the results of geophysical, lithological, petrophysical studies. According to the results of lithological and cyclostratigraphic studies, three sedimentary cyclites are distinguished in the volume of the redkolesnaya formation, having a transgressive structure, which is expressed in the change of sandy and siltstone rocks to sulfate-carbonate deposits in the roofing parts of the cyclites. The mineral composition contains fragments of quartz, feldspars, quartzites, and clay shales, the source of which was the metamorphic rocks of the Yenisei ridge, as well as igneous rocks of the Baikal antecline arch. The latter were the main source for the deposits of the redkolesnaya formation. Based on the results of lithofacial analysis, it was revealed that the formation of deposits of the redkolesnaya formation occurred under the conditions of fluvial relief forms (a time-migrating cone) and salt marches in the zones of the supratidal, intertidal and subtidal, during the development of the Vendian transgression of the marine basin in the southwest of the Siberian Platform.

Materials and methods

The work is based on 240 meters of core material from deep drilling wells of the Irkineevo-Chadobets rift zone, as well as stock material and the results of geophysical, lithological, petrophysical studies. The results of the study of rocks in 184 thin sections, on an electron microscope and an X-ray diffractometer were used. Experimental studies were carried out using a polarizing microscope Axio Imager A2m Carl Zeiss and a stereomicroscope Carl Zeiss Micro Imaging GmbH; studies of the mineral composition of lithotypes, as well as the elemental

composition of rocks, were performed using an energydispersive spectrometer on a scanning electron microscope (SEM) JEOL JSM-6610LV with an attachment for microanalysis OXFORD INSTRUMENTS IE350-IW500-HKL; The study of the mineral composition of the rocks was carried out using a RIGAKU (XRD) SmartLab X-ray diffractometer.

Keywords

redkolesnaya formation, vendian, Irkineevo-Chadobets rift zone, Siberian platform, sedimentation conditions

For citation

Postnikova O.V., Izyurova E.S., Izyurov A.D., Kuchnov D.S. Conditions of sedimentation of deposits of the redkolesnaya formation of the Irkineevo-Chadobets rift zone. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 14–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-14-20

Received: 25.11.2022

Введение

На юге Сибирской платформы сосредоточена значительная часть запасов и ресурсов нефти и газа. Здесь открыт ряд месторождений нефти и газа: Абаканское, Имбинское, Ильбокичское, Агалеевское и др. Нефтегазоносность юго-западной части Сибирской платформы связана с терригенными отложениями вендского природного резервуара.

Одним из самых перспективных объектов являются отложения редколесной свиты. Это доказывают полученные притоки газа в скважинах на Абаканской площади. Продуктивность отложений редколесной свиты во многом зависит от условий

осадконакопления и вторичных изменений отложений. В связи с этим реконструкция условий осадконакопления отложений играет большую роль в прогнозе зон развития и свойств пород-коллекторов.

Литологическая характеристика, закономерности строения и распространения отложений редколесной свиты

Литологическая характеристика изучаемых отложений была выполнена по результатам изучения керны скважин глубокого бурения на трех площадях (А, Б, В) на западе Сибирской платформы (рис. 1).

В пределах исследуемого региона отложения редколесной свиты представлены преимущественно бурыми и сероцветными песчано-алевритовыми и алевро-глинистыми, реже карбонатными и сульфатными отложениями. Преобладают волнистослоистые, косослоистые и горизонтальнослоистые текстуры. Обломочная часть пород характеризуется преимущественно псаммитовой и алевро-псаммитовой структурой. Минеральный состав представлен кварцем (65–85 %), обломками глинистых и кремнистых пород (0–25 %) и полевыми шпатами (0–10 %), также встречаются чешуйки мусковита. Среди аксессуарных минералов встречаются циркон, турмалин, монацит. Зерна, как правило, полукатантные, со средней степенью сортировки. Цементирующая часть чаще всего представлена глинистым пленочно-поровым, карбонатным поровым и кварцевым регенерационным цементами. Из вторичных процессов преобладают конформные контакты и инкорпорация зерен кварца, образование регенерационных каемок на зернах кварца, корродирование зерен кварца и калиевых полевых шпатов (КПШ) глинисто-железистым и карбонатным цементами. Пустотное пространство представлено межзерновыми порами (0–5 %) размером 0,02–0,3 мм и трещинами, раскрытостью до 1 см, частично минерализованными (рис. 2).

По результатам литологического и циклостратиграфического анализов в отложениях редколесной свиты выделяются три седиментационных циклита, прослеживаемых в пределах всей территории (рис. 3). На изучаемой площади разрез редколесной свиты относительно выдержан как по мощности, так и по стратиграфическому объему. Циклиты имеют трансгрессивное строение, что выражается в закономерной смене песчано-алевритовых пород на алевро-глинистые и сульфатно-карбонатные породы (рис. 4). Цикличное строение изучаемых разрезов может быть обусловлено пульсационным характером вендской трансгрессии и сносом обломочного материала с континентальной суши [3].

В исследуемом регионе для отложений редколесной свиты подстилающими являются глинистые разности мошаконской свиты. Подстилающие отложения формировались в условиях дельтовой равнины с морским влиянием [4]. К моменту начала формирования отложений редколесной свиты вендская трансгрессия продолжала свое развитие по направлению с юга на север изучаемого региона.

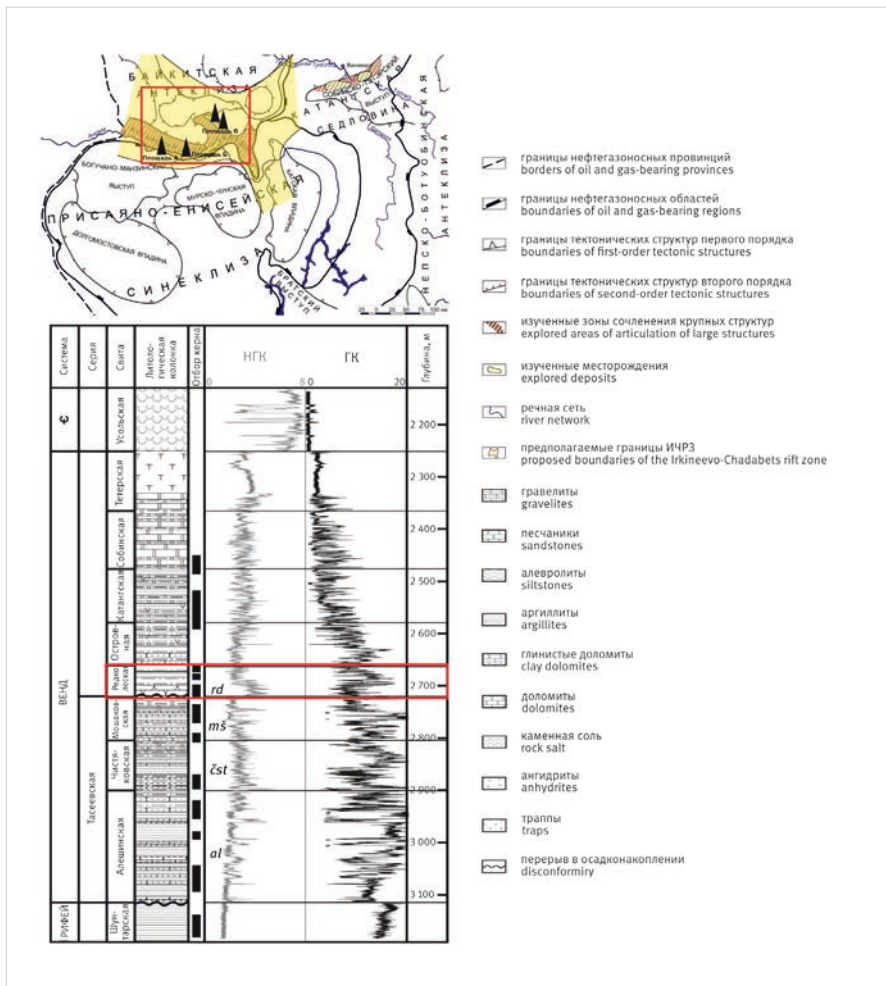


Рис. 1. Обзорная схема и сводный литолого-стратиграфический разрез изучаемого региона [1, 2]
 Fig. 1. Overview scheme and summary lithological-stratigraphic section of the study region [1, 2]

На основной части исследуемого региона красно- и сероцветные отложения редколесной свиты залегают на пестроцветных глинистых отложениях мошаконской свиты с перерывом, обусловленным выходом и последующей эрозией последних в зоне литорали и супралиторали. Однако в пределах ряда разрезов Ильбокичской площади сероцветные отложения редколесной свиты согласно залегают на пестроцветных глинистых отложениях мошаконской свиты, что отражает непрерывность осадконакопления в этих зонах.

Источниками обломочного материала для отложений редколесной свиты могли служить выступы фундамента Байкитской антеклизы, сложенного кислыми магматическими породами и метаморфическими породами Енисейского кряжа [5]. Для выявления источников обломочного материала для отложений редколесной свиты были выполнены построения классификационных диаграмм В.Д. Шутова в пределах каждого цикла исследуемого региона [6].

Основная часть обломочного материала отложений I седиментационного цикла редколесной свиты Абаканской площади представлена зернами кварца и в меньшей степени обломками пород. Согласно классификационной диаграмме [6], данные отложения могут быть отнесены к кремнекластито-кварцевой, полевошпат-кварцевой и группе кварцевых граувак.

Обломочный материал отложений Имбинской площади характеризуется преобладанием кварца, также присутствуют полевые шпаты и обломки пород. Данные породы в основном относятся к мономикто-кварцевой — полевошпат-кварцевой группам, часть пород относится к кремнекластито-кварцевой группе. Обломочная часть пород площади В характеризуется преобладанием кварца, а также содержанием незначительной части обломков пород и полевых шпатов, благодаря чему их можно отнести к кварцевой группе.

Источником сноса обломочного материала отложений I седиментационного цикла,



Песчаник мелкозернистый (николи скрещены, увеличение 100х, глубина 2 713,18 м)
Fine-grained sandstone (crossed Nicoli, 100x magnification, depth 2 713,18 m)



Песчаник мелкозернистый алевритовый (николи скрещены, увеличение 25х, глубина 2 702,35 м)
Fine-grained silty sandstone (crossed Nicoli, 25x magnification, depth 2 702,35 m)

Рис. 2. Фотографии шлифов отложений редколесной свиты:

1 — кварц; 2 — мусковит; 3 — турмалин; 4 — глинисто-железистый цемент; 5 — пустотное пространство; 6 — обломок глинистой породы; 7 — КПШ; 8 — карбонатный цемент

Fig. 2. Microsamples of the redkolesnaya formation:

1 — quartz; 2 — muscovite; 3 — tourmaline; 4 — clayey-ferruginous cement; 5 — pore space; 6 — fragment of clay rock; 7 — potassium feldspar; 8 — carbonate cement

по всей видимости, являлись кислые магматические породы, слагающие выступы фундамента свода Байкитской антеклизы и в незначительной степени метаморфические породы Енисейского кряжа.

Основная часть обломочного материала отложений II седиментационного цикла редколесной свиты площади А представлена зернами кварца и в меньшей степени обломками пород. Согласно классификационной диаграмме [6] данные отложения могут быть отнесены к кремнекластито-кварцевой группе. Минеральный состав обломочной части отложений площади Б отличен от пород площади А, в них возрастает количество кварца и уменьшается количество полевых шпатов. Данные породы в основном относятся к мономикто-кварцевой — кремнекластито-кварцевой группам. Обломочная часть пород площади В характеризуется преобладанием кварца и содержанием незначительной части

обломков пород и полевых шпатов, благодаря чему их можно отнести к кварцевой группе.

Для отложений II седиментационного цикла основным источником сноса обломочного материала являлись кислые магматические породы, слагающие выступы фундамента свода Байкитской антеклизы и метаморфические породы Енисейского кряжа. Однако влияние последних значительно уменьшилось по сравнению со временем накопления отложений первого седиментационного цикла.

Основная часть обломочного материала отложений III седиментационного цикла редколесной свиты в целом по региону представлена зернами кварца и в незначительной степени обломками пород и полевых шпатов, благодаря чему согласно классификационной диаграмме [6] данные породы относятся к кварцевой группе. Лишь единичные

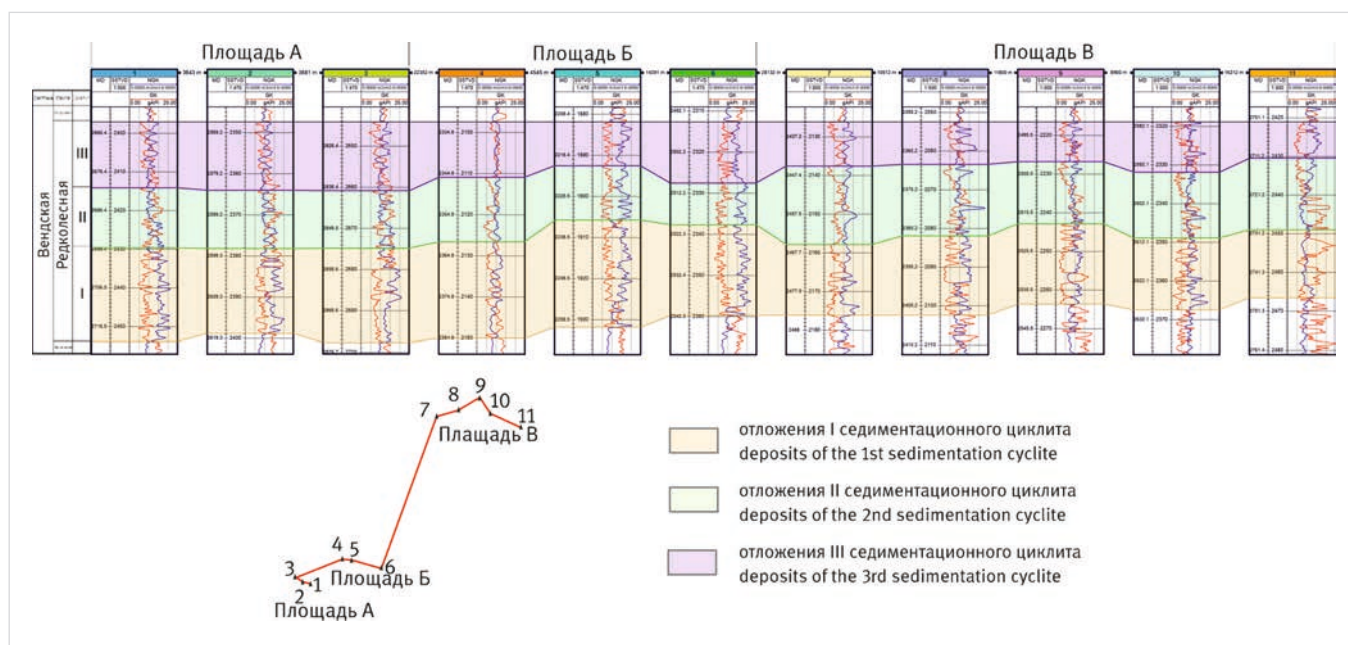


Рис. 3. Схема корреляции седиментационных циклитов редколесной свиты в пределах изучаемого региона по линии скважин № 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10

Fig. 3. Correlation scheme of sedimentary cyclites of the redkolesnaya formation within the study region along the line of wells № 1-2-3-4-5-6-7-8-9-10

образцы пород площади А тяготеют к группе кварцевых граувакк, что отражает значительное снижение влияния источников сноса метаморфических пород Енисейского края и превалирование кислых магматических пород, слагающих выступы фундамента свода Байкинской антеклизы как основного источника сноса обломочного материала. Необходимо отметить, что изменение минерального состава обломочной части пород, слагающих седиментационные циклиты редколесной свиты, могло происходить вследствие усиления влияния волновых процессов, которое приводило к интенсивному перемию и перетолжению обломочного материала (рис. 5).

Для выявления условий осадконакопления отложений редколесной свиты использовались результаты литологических исследований, в частности структурно-текстурного анализа пород, анализа изменения общих толщин, толщин седиментационных циклитов, а также схемы распределения толщин песчаных и сульфатных отложений в объеме каждого циклита (рис. 6–11).

В пределах изучаемого региона наблюдается постепенное увеличение толщин I седиментационного циклита по направлению с севера на юг. Аналогичное увеличение наблюдается на карте распределения толщин песчаных пластов. Прослои ангидрита наблюдаются лишь в некоторых скважинах площади В. Разрез I седиментационного циклита редколесной свиты в пределах площади В представлен преимущественно сероцветными горизонтально-слоистыми, волнисто-слоистыми и косослоистыми алевролитами песчанистыми и аргиллитами, часто сульфатизированными, а также комковато-сгустковыми доломитами. Прослои горизонтально-слоистых песчаников немногочисленны.

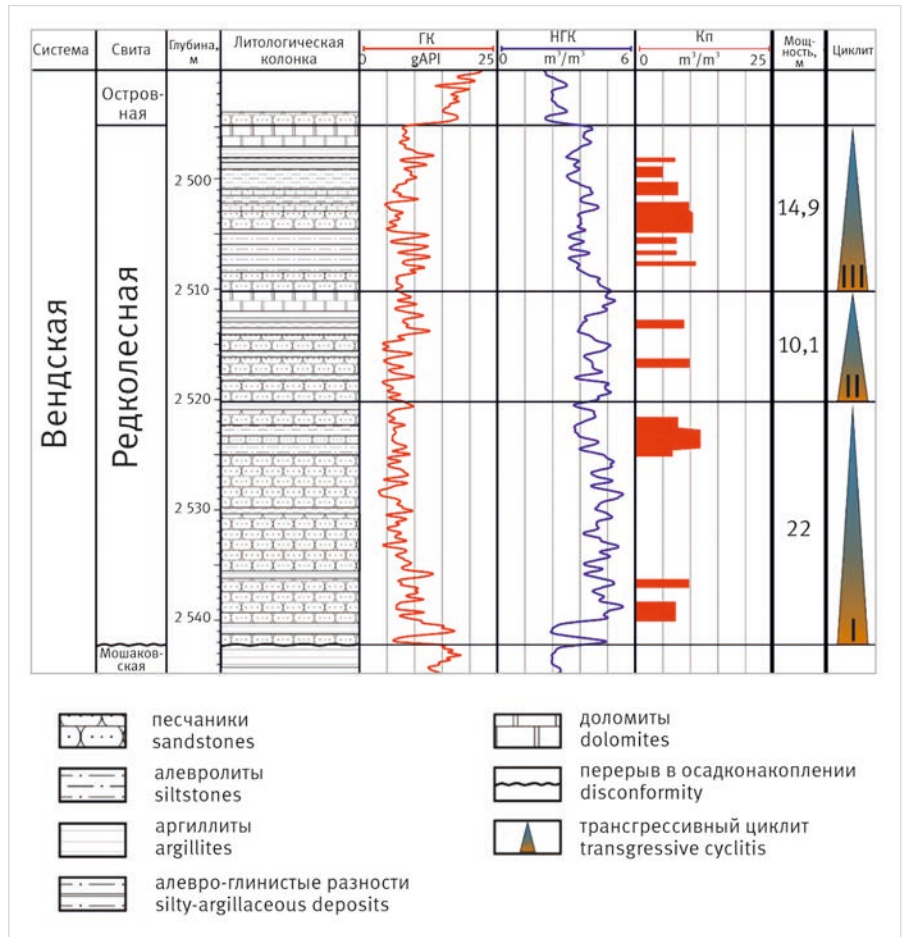


Рис. 4. Структура разреза редколесной свиты изучаемого региона
Fig. 4. The structure of the section of the redkolesnaya formation the study region

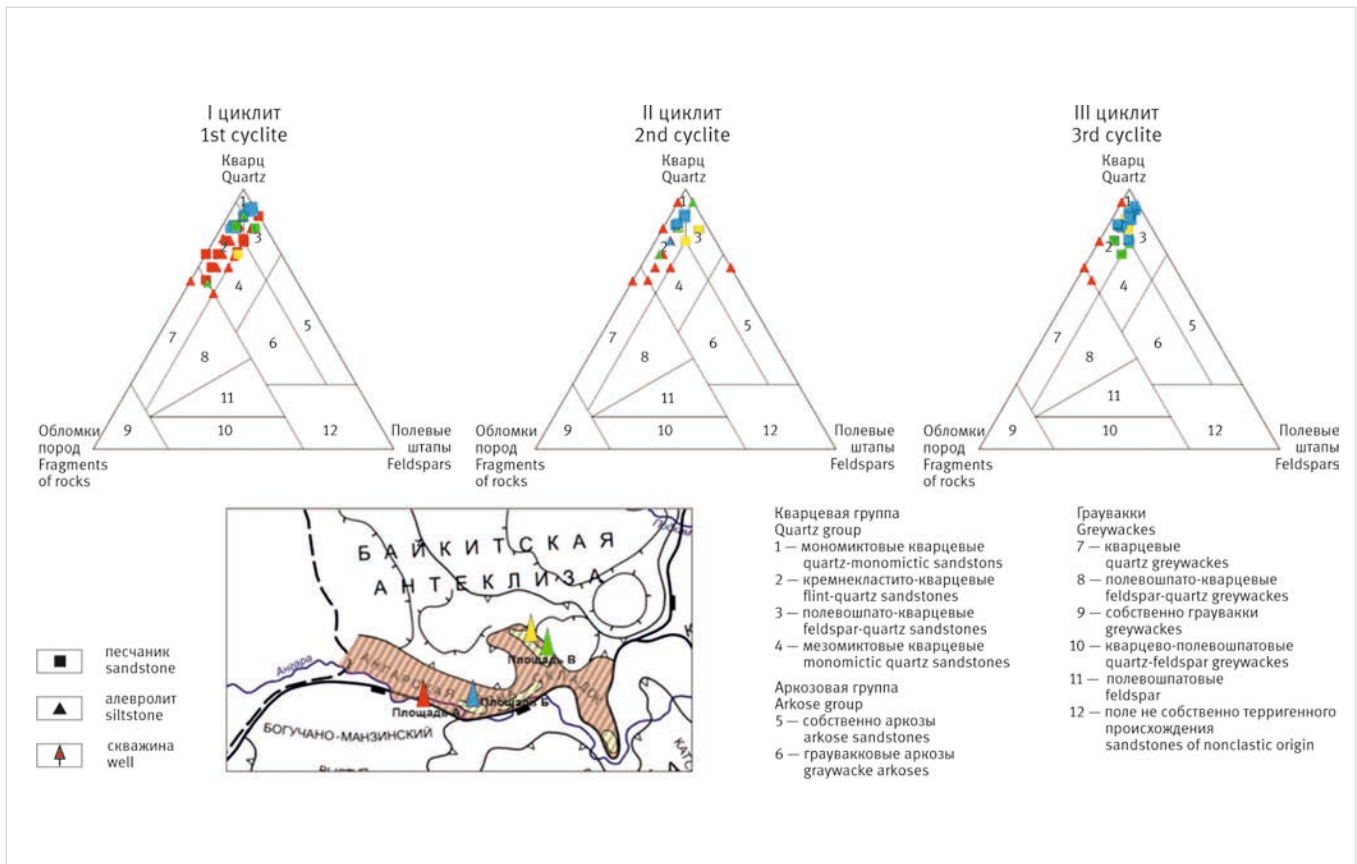


Рис. 5. Минералогическая характеристика обломочной части песчаников и алевролитов
Fig. 5. Mineralogical characteristics of the detrital part of sandstones and siltstones

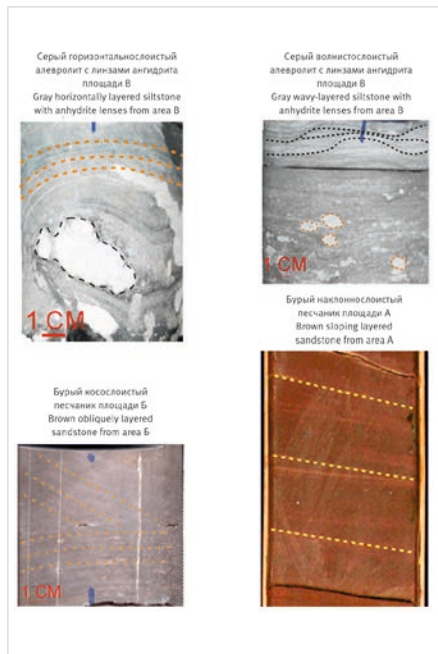


Рис. 6. Образцы отложений I седиментационного цикла редколесной свиты
Fig. 6. Deposits samples of the 1st sedimentation cyclite of the redkolesnaya formation

Видимо, данные отложения формировались в пределах краевой части дельтового канала. Разрез I седиментационного цикла редколесной свиты в пределах скважины № 7 характеризуется наличием горизонтально-слоистых текстур и прослоев сульфатов, что может указывать на формирование данных отложений в области соляных маршей супралиторали. На юге исследуемого региона в разрезе I цикла преобладают красноцветные песчаники. Песчаники характеризуются горизонтально-слоистыми, наклонно-слоистыми и косослоистыми текстурами. Обломочная часть отложений обладает средней сортировкой, обломки полуокатанные. Скорее всего, эти отложения формировались в области приливных баров [7].

По результатам литологических исследований и петрофизическим данным, наилучшими породами-коллекторами I седиментационного цикла являются мелкозернистые песчаники и алевролиты, которые представляют собой отложения приливных баров с пористостью до 7–13 %.

Во время формирования II седиментационного цикла продолжается трансгрессия морского бассейна. Толщины пластов увеличиваются в северном направлении. Толщина песчаных пластов увеличивается по направлению к площади Б. Развитие сульфатных толщ наблюдается только на севере изучаемого района. В разрезе II седиментационного цикла редколесной свиты в пределах площади В преобладают сероцветные горизонтально-слоистые и волнисто-слоистые алевролиты и аргиллиты. В породах присутствуют линзы сульфатов и прослой доломитов. Видимо, данные отложения формировались в пределах соляных маршей супралиторали. В пределах площадей А и Б продолжают формироваться приливные бары, на что могут указывать горизонтально-слоистые и наклонно-слоистые косослоистые и наклонно-слоистые текстуры

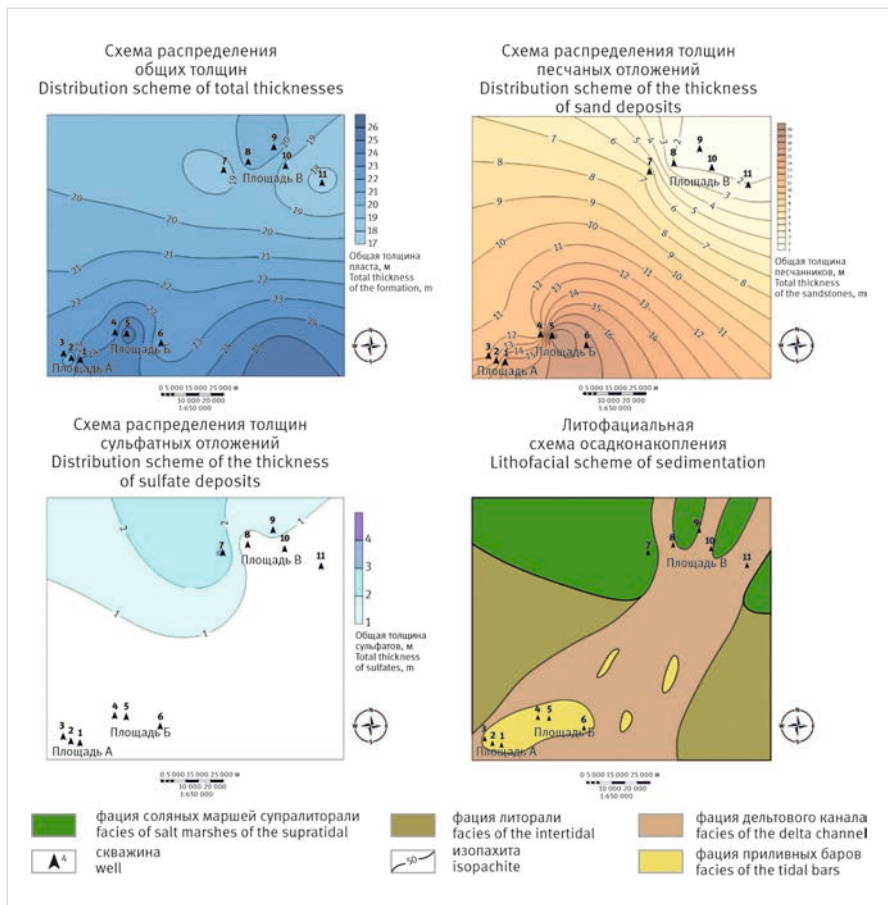


Рис. 7. Реконструкция условий осадконакопления отложений I седиментационного цикла редколесной свиты
Fig. 7. Reconstruction of the conditions of sedimentation of the deposits of the 1st sedimentation cyclite of the redkolesnaya formation

в мелкозернистых песчаниках, хорошая и средняя сортировка обломочного материала и полуокатанная форма обломков.

Наилучшими породами-коллекторами II седиментационного цикла редколесной свиты по данным литологических и петрофизических исследований являются средне-мелкозернистые и мелкозернистые песчаники приливных баров с пористостью до 8–10 %.

При формировании III седиментационного цикла редколесной свиты также прослеживается трансгрессивное движение морского бассейна. Общая толщина пластов увеличивается к югу изучаемого региона. Содержание песчаных пластов в разрезах уменьшается, максимальные толщины песчаной части наблюдаются на площади Б и в скважине № 11. Прослой ангидрита в разрезе третьего цикла наблюдаются только на севере изучаемого региона. В пределах площади В III седиментационный цикл представлен сероцветными горизонтально-слоистыми и волнисто-слоистыми алевролитами и аргиллитами с линзами ангидрита. Данные породы продолжали формироваться в зоне соляных маршей супралиторали. В скважине № 8 наблюдается увеличение мощности песчаных пластов относительно других скважин, благодаря чему можно предположить, что отложения формировались в условиях дельтового канала. Отложения приливных баров во время формирования III цикла представлены серыми и светло-бурыми горизонтально-слоистыми и наклонно-слоистыми песчаниками и алевролитами, выявленными на площади Б. Породы обладают средней сортировкой

и полуокатанной формой обломков. Разрез III седиментационного цикла в пределах площади А характеризуется преобладанием темно-серых мелко- и тонкокристаллических доломитов. Данные породы могут указывать на формирование отложений в условиях сублиторали.

По результатам литологических исследований и петрофизическим данным, лучшими коллекторскими свойствами среди пород-коллекторов III седиментационного цикла редколесной свиты обладают песчаники приливных баров с пористостью до 5–12 %.

Таким образом, более песчаные разрезы редколесной свиты характерны для юга исследуемой территории. Отложения севера изучаемой региона относительно более алевро-глинистые с большим количеством карбонатных, сульфатных прослоев и линз. В целом красноцветные породы преобладают в разрезах юга изучаемой территории, а сероцветные породы характерны для ее северных частей, где отложения формировались в восстановительных условиях соляных маршей супралиторали. Тектурные характеристики, а также изменения окраски пород от красноцветных к серым вверх по разрезу редколесной свиты отражают переход фаций от континентальных и переходных (соляные марши супралиторали, литораль, дельтовый канал) к морским (приливные бары и сублитораль) при обширном развитии вендской трансгрессии.

В пределах исследуемого региона наиболее перспективными породами-коллекторами являются отложения приливных баров.

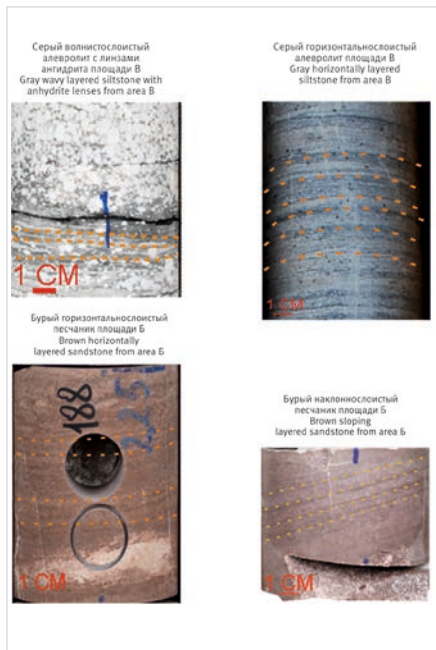


Рис. 8. Образцы отложений II седиментационного цикла редколесной свиты
Fig. 8. Deposits samples of the 2nd sedimentation cyclite of the redkolesnaya formation



Рис. 10. Образцы отложений III седиментационного цикла редколесной свиты
Fig. 10. Deposits samples of the 3rd sedimentation cyclite of the redkolesnaya formation

На площади А такие отложения представлены мелкозернистыми песчаниками и алевролитами I седиментационного цикла с пористостью 7–13 %. В пределах площади Б такие породы встречаются по всему разрезу и представлены средне-мелкозернистыми и мелкозернистыми песчаниками и алевролитами с пористостью 5–12 %. Отложения супралиторали с пористостью, не превышающей 4–7 %, являются породами-коллекторами с низкой перспективностью.

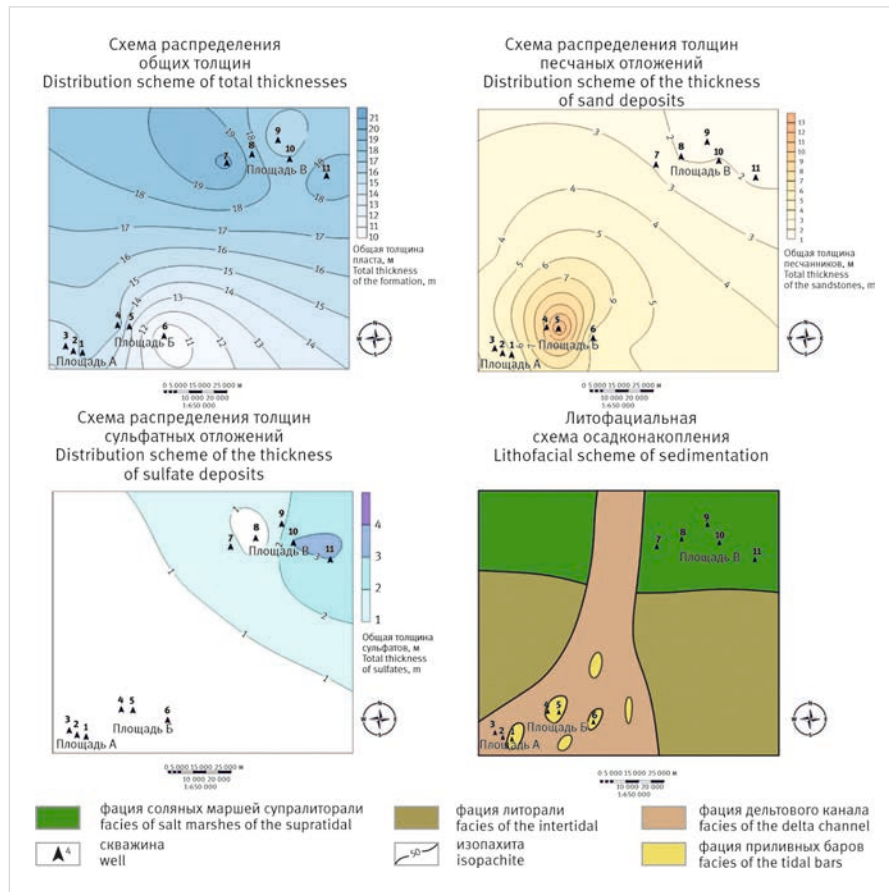


Рис. 9. Реконструкция условий осадконакопления отложений II седиментационного цикла редколесной свиты
Fig. 9. Reconstruction of the conditions of sedimentation of the deposits of the 2nd sedimentation cyclite of the redkolesnaya formation

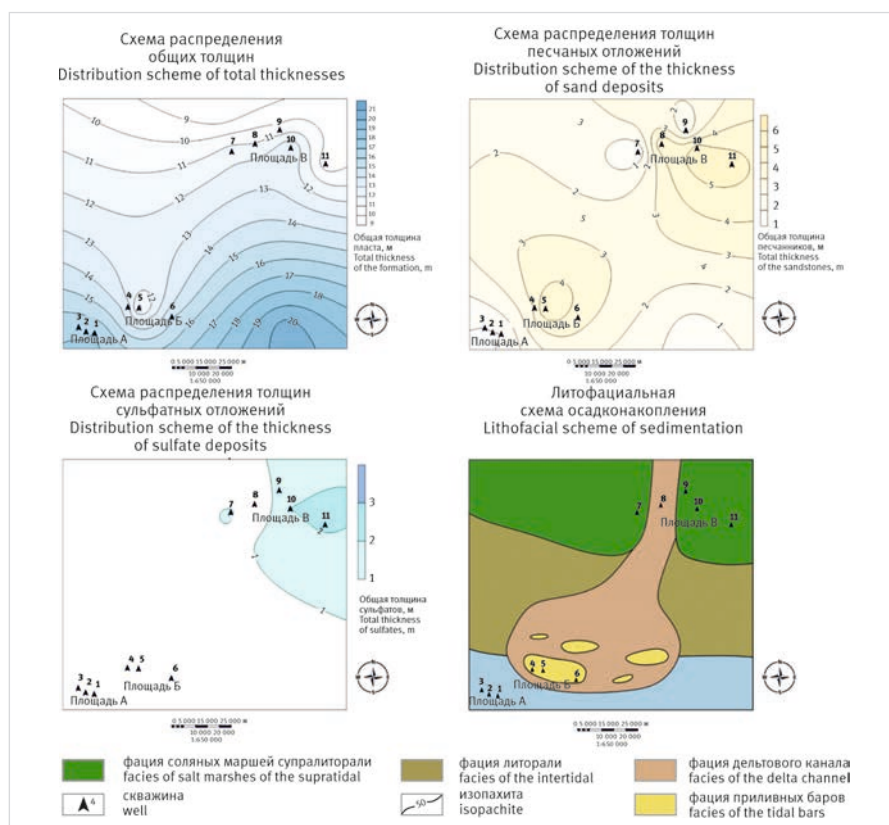


Рис. 11. Реконструкция условий осадконакопления отложений III седиментационного цикла редколесной свиты
Fig. 11. Reconstruction of the conditions of sedimentation of the deposits of the 3rd sedimentation cyclite of the redkolesnaya formation

Итоги

- В отложениях редколесной свиты выделяются три седиментационных циклита, имеющих трансгрессивное строение и прослеживающихся в пределах всей территории. Изменение минерального состава и закономерности строения отложений седиментационных циклитов редколесной свиты отражают пульсационное развитие вендской трансгрессии, интенсивность сноса и перемыва обломочного материала с континентальной суши.
- Кислые магматические породы, слагающие выступы фундамента свода Байкитской антеклизы, выступали основным источником сноса обломочного материала для отложений редколесной свиты исследуемого региона. Метаморфические породы Енисейского кряжа как источник сноса имели подчиненное значение.
- Формирование отложений редколесной свиты происходило в условиях флювиальных форм рельефа (мигрирующего во времени дельтового канала), соляных маршей в зонах супралитерали, а также литерали и сублитерали при развитии вендской трансгрессии морского

бассейна. Наиболее перспективными породами-коллекторами являются отложения приливных баров.

Выводы

Полученные результаты литологических, литолого-геофизических, циклостратиграфических исследований, а также выявленные закономерности формирования пород-коллекторов отложений редколесной свиты в пределах Иркинеево-Чадобецкой рифтовой зоны позволят определить объемы и направления дальнейших геологоразведочных работ на юго-западе Сибирской платформы.

Литература

1. Старосельцев В.С., Мельников Н.В., Гришин М.П. и др. Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы. М 1:5 000 000. Новосибирск: СНИИГГИМС, 2005.
2. Постников А.В., Постникова О.В., Сим Л.А., Пошибаев В.В. Влияние новейшей геодинамики на газоносность Иркинеево-Чадобецкого рифтогенного прогиба // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 6. С. 8–12.

3. Советов Ю.К. Седиментология и стратиграфическая корреляция вендских отложений на юго-западе Сибирской платформы: выдающийся вклад внешнего источника кластического материала в образование осадочных систем // Литосфера. 2018. Т. 18. № 1. С. 20–45.
4. Зуева О.А. Реконструкция условий формирования и прогноз зон развития пород-коллекторов отложений мошакловской свиты венда в пределах зоны ангарских складок. Автореферат. М.: 2020. 25 с.
5. Postnikov A.V., Postnikova O.V., Zueva O.A., Izyurova E.S. Paleogeography of the Late Precambrian basin in the south of the Siberian Platform. Precambrian research, 2021, Vol. 366, P. 106377. (In Eng).
6. Шутов В.Д. Классификация песчаников // Литология и полезные ископаемые. 1967. № 5. С. 86–103.
7. Knaust D., Bromley R.G. (Eds.) Trace fossils as indicators of sedimentary environments. Developments in Sedimentology, 2012, Vol. 64, P. 529–561. (In Eng).

ENGLISH

Results

- In the deposits of the of the redkolesnaya formation, three sedimentation cyclites are distinguished, having a transgressive structure and traceable throughout the territory. Changes in the mineral composition and regularities in the structure of deposits sedimentary cyclites of the redkolesnaya formation reflect the pulsating development Vendian transgression, intensity of removal and washing processes of clastic material from the continental land.
- Acid igneous rocks that make up the basement protrusions of the Baikite antecline are the main source of clastic material for the deposits of the redkolesnaya formation in the study region. The metamorphic rocks of the Yenisei ridge were of secondary importance as a source of demolition.

References

1. Staroseltsev V.S., Melnikov N.V., Grishin M.P. et al. Tectonic map of the oil and gas provinces of the Siberian Platform. S 1:5 000 000. Novosibirsk: SNIIGGIMS, 2005. (In Russ).
2. Sim L.A., Postnikov A.V., Postnikova O.V. and other. Influence of recent geodynamics to gas productivity of Irkinevo-Chadobets riftogenic trough. Exposition Oil Gas, 2016, issue 6, P. 8–12. (In Russ).
3. Sovetov Yu.K. Sedimentology and stratigraphic correlation of Vendian

- deposits in the southwestern Siberian Craton: major contribution of an exorotonic clastic source to sedimentary systems. Lithosphere, 2018, Vol. 18, issue 1, P. 20–45. (In Russ).
4. Zueva O.A. Reconstruction of the formation conditions and prediction of the development zones of reservoir rocks of the deposits of the Vendian Moshakovsky Formation within the zone of the Angara folds. Dissertation abstract, 2020, 25 p. (In Russ).
5. Postnikov A.V., Postnikova O.V.,

- The formation of deposits of the redkolesnaya formation took place under the conditions of fluvial landforms (delta channel migrating in time) and salt marshes in the supratidal, intertidal and subtidal zones, respectively, during the development of the Vendian transgression of the sea basin. The most promising reservoir rocks are deposits of tidal bars.

Conclusions

The results of lithological, lithological-geophysical, cyclostratigraphic studies, as well as revealed regularities in the formation of reservoir rocks of the Vendian redkolesnaya formation within the Irkinevo-Chadobets rift zone will determine the volumes and directions of the further exploration in the southwest of the Siberian platform.

- Zueva O.A., Izyurova E.S. Paleogeography of the Late Precambrian basin in the south of the Siberian Platform. Precambrian Research, 2021, Vol. 366, P. 106377. (In Eng).
6. Shutov V.D. Classification of sandstones. Lithology and minerals, 1967, issue 5, P. 86–103. (In Russ).
7. Knaust D., Bromley R.G. (Eds.) Trace fossils as indicators of sedimentary environments. Developments in Sedimentology, 2012, Vol. 64, P. 529–561. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Постникова Ольга Васильевна, д.г.-м.н., доцент, профессор кафедры литологии, декан факультета геологии и геофизики нефти и газа, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Изыурова Елена Сергеевна, к.г.-м.н., доцент кафедры литологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Изыуров Александр Дмитриевич, старший преподаватель кафедры литологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Кучнов Дмитрий Сергеевич, студент 1 курса магистратуры, инженер кафедры литологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Для контактов: dima2000-00@mail.ru

Postnikova Olga Vasilevna, doctor of geological and mineralogical sciences, professor at the department of lithology, dean of the faculty of geology and geophysics of oil and gas, Gubkin University, Moscow, Russia

Izyurova Elena Sergeevna, candidate of geological and mineralogical sciences, associate professor at the department of lithology, Gubkin University, Moscow, Russia

Izyurov Aleksandr Dmitrievich, senior lecturer at the department of lithology, Gubkin University, Moscow, Russia

Kuchnov Dmitriy Sergeevich, 1st year master's student, engineer, Gubkin University, Moscow, Russia

Corresponding author: dima2000-00@mail.ru

Борьба с негативным влиянием механических примесей при одновременно-раздельной эксплуатации

Мещеряков А.А., Шагитов Р.З., Сливка П.И.

ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
meshcheryakovaa@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрены осложняющие факторы, которые встречаются при эксплуатации различных типов установок для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ), а также способы защиты оборудования для ОРЭ от негативного влияния осложняющих факторов.

Материалы и методы

Аналитическая база данных эксплуатации оборудования ОРЭ, конструкторская документация фильтра смесителя и щеточного фильтра, результаты промысловых испытаний, условный классификатор систем ОРЭ Компании.

Ключевые слова

осложняющие факторы, механические примеси, ОРЭ, ОРД, ГЭП, фильтр смеситель жидкости, щеточный фильтр

Для цитирования

Мещеряков А.А., Шагитов Р.З., Сливка П.И. Борьба с негативным влиянием механических примесей при одновременно-раздельной эксплуатации // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 21–26. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-21-26

Поступила в редакцию: 27.01.2023

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Fighting the negative impact of mechanical impurities with simultaneous separate operation

Meshcheryakov A.A., Shagitov R.Z., Slivka P.I.

“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
meshcheryakovaa@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article discusses the complicating factors that occur during the operation of various types of installations for simultaneous separate operation (SSE), as well as ways to protect equipment for SSE from the negative impact of complicating factors.

Materials and methods

Analytical database of equipment operation at the same time separate operation, design documentation of the mixer filter and brush filter, results of field tests, conditional classifier of systems at the same time separate operation.

Keywords

Complicating factors, mechanical impurities, simultaneous separate operation, simultaneous separate production, expert support team, filter liquid mixer, brush filter

Для цитирования

Meshcheryakov A.A., Shagitov R.Z., Slivka P.I. Fighting the negative impact of mechanical impurities with simultaneous separate operation Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 21–26. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-21-26

Received: 27.01.2023

Введение

Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) применяется с целью повышения технико-экономической эффективности разработки за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту. ОРЭ осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованьем, разобщающим продуктивные пласты, или путем использования для этих целей

скважин специальной конструкции. Документы, регламентирующие ОРЭ: постановление Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 71 «Об утверждении «правил охраны недр», РД 153-3.0-109-0 МЭ РФ (2002 г.) [1]. ОРЭ включает в себя три направления: одновременно-раздельную добычу (ОРД); одновременно-раздельную добычу и закачку (ОРДиЗ); одновременно-раздельную закачку (ОРЗ).

Применение технологий ОРЭ позволяет решить следующие задачи: снижение объемов и затрат на разбуривание месторождения, увеличение темпа отбора извлекаемых

запасов, независимое управление и создание оптимальной депрессии на каждый пласт, исключение нежелательного смешения жидкостей, возможность продолжения работы в случае отказа одного из насосов, исключение потерь от остановки скважин для исследования отдельных пластов, соблюдение требований законодательства.

В Обществах групп ПАО «НК «Роснефть» (ОГ Компании) одним из наиболее часто встречающихся осложняющих факторов эксплуатации скважин с использованием систем ОРЭ являются механические примеси.

Разработка эффективных технологий защиты оборудования является актуальной задачей. В настоящей работе приведен анализ негативного влияния осложняющих факторов на работу оборудования для ОРЭ. Представлены разработанные технологии защиты оборудования от влияния осложняющих факторов (ОФ) и результаты, полученные при тестировании предложенных технологий защиты в ходе ОПИ.

Обзор систем ОРЭ, широко применяемых в ОГ Компании

С 2015 года в рамках стратегии развития ПАО «НК «Роснефть» в ООО «РН-БашНИПИ-нефть» функционирует Группа по экспертной поддержке (ГЭП) внедрения технологий ОРЭ и механического комплекса защиты пласта (МКЗП), с обеспечением контроля процесса подбора оборудования во всех Обществах групп Компании (ОГ Компании).

ГЭП решает широкий спектр задач, начиная от оценки геологического потенциала внедрения и заканчивая анализом результатов эксплуатации оборудования и выдачей рекомендаций, осуществляется реализация проектов НИОКР и ОПИ новых технологий ОРЭ и МКЗП [2]. С целью установления унифицированных требований к закупаемому оборудованию и материалам ГЭП разработаны шаблоны единых технических требований (ЕТТ), которые существенно упрощают работу технических специалистов.

Системная работа ГЭП в Компании по планированию и реализации технологий ОРЭ обеспечивает плановые показатели по технологической эффективности применяемого глубинно-насосного оборудования (ГНО) в системах ОРЭ (рост средней наработки на отказ (СНО) в 2 раза в период 2017–2021 гг. до 563 суток), достижение целевых показателей по забойному давлению (в 2021 г. — 92 %) и дополнительной добычи нефти (105,2 тыс. т нефти в 2021 г. накопленная дополнительная добыча за последние 3 года превысила 1 млн т).

В зависимости от географических, технических, горно-геологических условий и свойств добываемых флюидов при добыче нефти и газа, ГЭП были разработаны разные типы и системы ОРД, адаптированные для работы с разными объектами эксплуатации. За все время деятельности и по текущий момент ГЭП было запатентовано 4 системы для ОРЭ, в том числе 17 подсистем ОРД,

4 подсистемы ОРДиЗ и 8 подсистем ОРЭ (уловный классификатор ОРЭ) [3–7].

Из четырех основных систем ОРЭ, которые получили наиболее широкое распространение, тиражирование и применение в ОГ Компании получили следующие: Система ОРД № 2, подсистема ЭЦН-ШГН (электроприводной центробежный насос — штанговый глубинный насос).

Компоновка включает в себя 2 насоса (ШГН и ЭЦН), пакерно-якорное оборудование и смесительный узел. Пласты разделены пакером. ЭЦН (нижний насос) производит забор пластовой жидкости из-под пакера и поднимает ее по насосно-компрессорным трубам (НКТ) до смесительного узла. ШГН (верхний насос) осуществляет забор пластовой жидкости с верхнего пласта. Жидкости, поступающие с обоих пластов, смешиваются в смесительном узле и поднимаются по одной колонне НКТ. Контроль параметров по нижнему пласту производится через термоманометрическую систему (ТМС). Порядок проведения раздельного замера, прямой периодический замер параметров работы (Q — дебит жидкости, % обводненности, P — давление, T — температура) каждого из пластов путем отключения насоса другого пласта.

Система ОРД №2, подсистема ЭЦН-ПЭД-ЭЦН (электроприводной центробежный насос — погружной электродвигатель — электроприводной центробежный насос). Компоновка включает в себя основной и подпорный насос для создания дифференциального давления на каждый пласт, двухсторонний ПЭД, пакерно-якорное оборудование и систему измерительных зондов для контроля параметров работы нижнего пласта. Подпорный (нижний) насос производит забор пластовой жидкости из-под пакера и перекачивает ее в затрубное пространство. Основной (верхний) насос осуществляет забор пластовой жидкости, поступившей из подпакерного пространства с нижнего пласта, и жидкости, поступившей с верхнего пласта. Передача информации на устье — через силовую кабель.

Система ОРД № 2, подсистема ЭЦН-РК(В)Н (электроприводной центробежный насос — регулируемый клапан (верхний) нижний). Компоновка состоит из УЭЦН, пакерно-якорного оборудования, оборудования для регулирования потока жидкости с верхнего пласта и система измерительных зондов (СИЗ) для контроля параметра

работы верхнего пласта. Также имеется возможность спуска ПЭД под верхний интервал перфорации в кожухе для охлаждения ПЭД. Поток жидкости, поступающий на прием УЭЦН с верхнего пласта, регулируется с помощью дифференциального клапана. Контроль параметров работы верхнего пласта (Q — дебит жидкости, % обводненности, P — давление, T — температура) осуществляется с помощью СИЗ. Параметры по нижнему пласту контролируются с помощью ТМС (P — давление, T — температура). Управление клапаном осуществляется со станции управления УЭЦН либо с наземного модуля управления.

Различные геолого-физические особенности строения разрабатываемых нефтегазовых залежей и свойства добываемых флюидов определяют необходимость применения индивидуальных подходов к решению задач повышения эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях. Рассмотрим осложняющие факторы (ОФ), которые наиболее часто встречаются и негативно влияют на работу оборудования для ОРД.

Основные ОФ, влияющие на наработку оборудования для ОРД в ОГ Компании

Основными ОФ при эксплуатации ОРД являются: асфальтосмолистые парафиновые осложнения (АСПО), отложение неорганических солей, высокий газовый фактор, образование высоковязких эмульсий, газогидратных отложений, влияние механических примесей на ГНО, коррозия скважинного оборудования.

Рассмотрим фонд добывающих скважин, эксплуатирующих месторождения, расположенные в Волго-Уральской провинции, где наиболее часто встречаются отказы по ОФ в скважинах с оборудованием для ОРЭ.

По результатам проведенного анализа, на основе базы данных отказов оборудования по ОФ, на рисунке 1 представлено количество отказов за период 2019–2021 гг.

Из представленных графиков видно, что наибольшая часть отказов по ОФ наблюдается в ОГ 1 — 37 отказов, в ОГ 2 — 11 отказов, в ОГ 3 — 5 отказов. Стоит отметить, что в каждом из представленных ОГ Компании преобладает такой тип осложнений, как механические примеси.

На рисунке 2 изображена динамика отказов установок в разрезе действующего фонда ОРД, эксплуатирующих

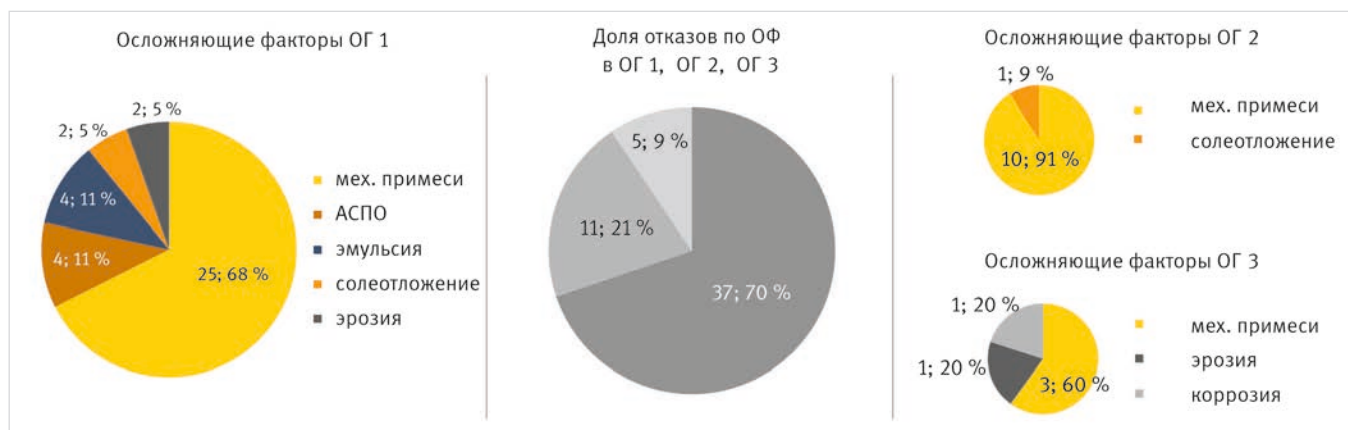


Рис. 1. Распределение количества отказов оборудования для ОРД по причинам осложняющих факторов в разрезе ОГ

Fig. 1. Distribution of the number of equipment failures for simultaneous separate production due to reasons of complicating factors by Group Companies

месторождения, расположенные в Волго-Уральской провинции.

Большая часть отказов приходится на ОГ 1 на систему ОРД № 2 ЭЦН-ШГН — 37 отказов. В ОГ 2 — 11 отказов, из них 7 отказов — система ОРД № 2 ЭЦН-ПЭД-ЭЦН, 4 отказа — система ОРД № 2 ЭЦН-РК(В)Н. В ОГ 3 — 2 отказа — система ОРД № 2 ЭЦН-ПЭД-ЭЦН, 3 отказа — система ОРД № 2 ЭЦН-РК(В)Н. Также изображена динамика отказов в процентном соотношении в зависимости от действующего фонда ОГ 1, ОГ 2, ОГ 3.

Основными причинами негативного влияния механических примесей на оборудование, в частности в ОГ 1, являются: вынос пропанта после проведения на скважинах пропантно-кислотного гидроразрыва пласта, в системе ОРД № 2 подсистеме ЭЦН-ШГН, размещение верхнего насоса ШГН ниже уровня зоны перфорации эксплуатируемого объекта, спуск оборудования без дополнительной защиты от выноса механических примесей и пропанта.

Среди современных технологий защиты погружного оборудования от механических примесей, которые нашли наиболее широкое распространение на месторождениях нефтедобывающих компаний, можно выделить следующие три направления: крепление призабойной зоны, специальное исполнение насосного оборудования, фильтры: забойные, на приеме насоса, сепараторы. При эксплуатации скважин с оборудованием для ОРД основная технология защиты от механических примесей — механические методы (фильтры). Данный метод защиты является наиболее распространенным из-за простоты применения и относительно недорогого оборудования (рис. 3).

В настоящей работе представлены два разработанных технических решения (фильтры) для защиты оборудования ОРД от негативного влияния ОП, которые на текущий период времени прошли ОПИ и продолжают работать по настоящее время.

Технические решения при разработке оборудования

Рассмотрим применение механических методов борьбы при ОРЭ и технологии защиты насоса ШГН и пакерных устройств от механических примесей.

Фильтр-смеситель жидкости ФСЖ-108-60/200-100

В ходе разработки фильтра-смесителя жидкости для защиты ШГН от негативного влияния механических примесей (пропанта)

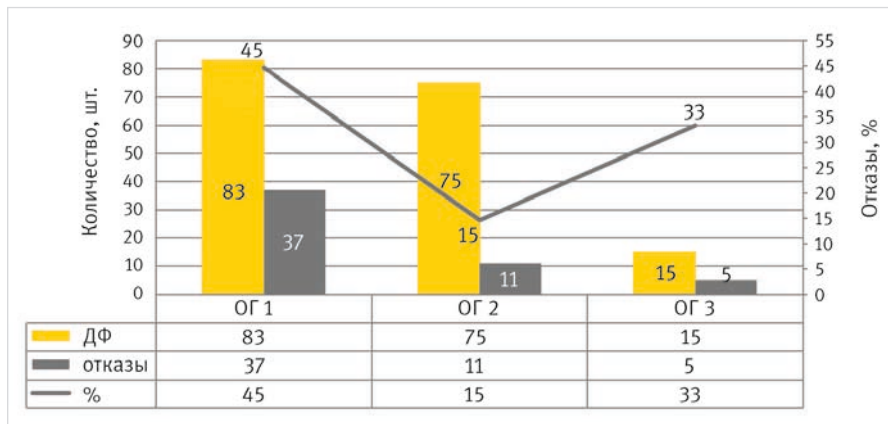


Рис. 2. Динамика отказов в разрезе действующего фонда ОРД
Fig. 2. Dynamics of failures in the context of the operating fund of simultaneous separate production

были выявлены замечания и сформированы рекомендации по доработке конструкции, направленные изготовителю (табл. 1, рис. 4).

После технической доработки фильтр смеситель жидкости обеспечил проход через него суммарного дебита двух пластов, а также защиту ШГН (в составе ОРД) от механических примесей.

Принцип действия оборудования заключается в следующем (рис. 5): пластовая жидкость из нижнего пласта, откачиваемая нижним насосом, по лифту НКТ поступает в нижнее основание фильтра. Далее по проходному каналу внутри фильтра жидкость попадает в нижнее основание смесителя, где происходит разделение потоков нижнего и верхнего пласта. Далее по каналам нижнего основания жидкость, проходя внутри корпуса смесителя, вдоль корпуса ШГН, направляется в общий лифт НКТ. Пластовая жидкость из верхнего пласта, проходя сквозь фильтрующие элементы и нижнее основание смесителя, поступает на прием ШГН. Далее поступает в общий лифт НКТ. Фильтр с проходным каналом предназначен для защиты от попадания механических примесей на прием ШГН и конструктивно состоит из верхнего основания, нижнего основания, корпуса, патрубка. Фильтроэлементы устанавливаются между концевыми деталями и ниппелем. Корпус также служит каналом для поступления жидкости с нижнего пласта в нижнее основание смесителя в обход потока отфильтрованной жидкости ШГН. Смеситель обеспечивает герметичное разделение потоков жидкости с нижнего

и верхнего пласта с последующим смешением в общей колонне НКТ. Разделение потоков происходит в нижнем основании смесителя посредством специальных каналов. В корпусе смесителя установлен башмак якорный, служащий опорой для ШГН (насос вставной с нижним механическим креплением). При состыковке происходит герметизация потока жидкости из верхнего пласта.

В период подконтрольной эксплуатации, с 09.06.2021 по 06.12.2021 г. (срок проведения ОПИ — 180 суток), максимальное содержание КВЧ составило 89 мг/л (рис. 5б). По динамограмме (длина хода — 1,67 м; число качаний — 5,5 об/мин; Нд = 714 м, Qж (ШГН) = 4,0 м³/сут, ЭЦН — 277,8 м³/сут) отмечается нормальная работа ШГН (рис. 5в). На 04.10.2022 г. Нарботка на отказ (ННО) составляет 475 суток (средняя ННО по причине негативного влияния механических примесей на работу ШГН в установках для ОРД ЭЦН-ШГН до внедрения оборудования для защиты составляла 137 суток). В настоящее время скважина в работе. По результатам мониторинга работы скважины 1 работоспособность фильтра ФСЖ-108-60/200-100 в компоновках для ОРД ЭЦН-ШГН подтверждена.

Щеточный фильтр ФС-ОРД

Для защиты оборудования от влияния механических примесей группой экспертной поддержки совместно с заводом-изготовителем был доработан щеточный фильтр (в конструкции фильтра отсутствовали выемки для силового кабеля УЭЦН). Щеточный

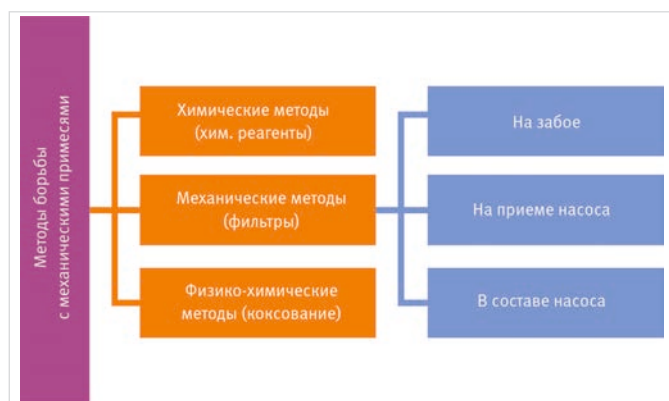


Рис. 3. Методы борьбы с механическими примесями
Fig. 3. Methods of dealing with mechanical impurities

Табл. 1. Замечания и рекомендации при доработке оборудования
Tab. 1. Remarks and recommendations for the improvement of the equipment

Замечания	Рекомендации
Наличие «мертвых зон» между цилиндром ШГН и НКТ, риски засорения мех. примесями	Предусмотреть узел защиты пакера от присыпания с кабельным вводом
Отсутствие устройства для защиты пакера	Пересмотреть конструкцию оборудования (без байпасной линии)
Несоосность НКТ с э/к, риски повреждения кабеля и посадки инструмента при спуске	
Несоосность ШГН с НКТ, односторонний износ ШГН, износ НКТ, штанг	

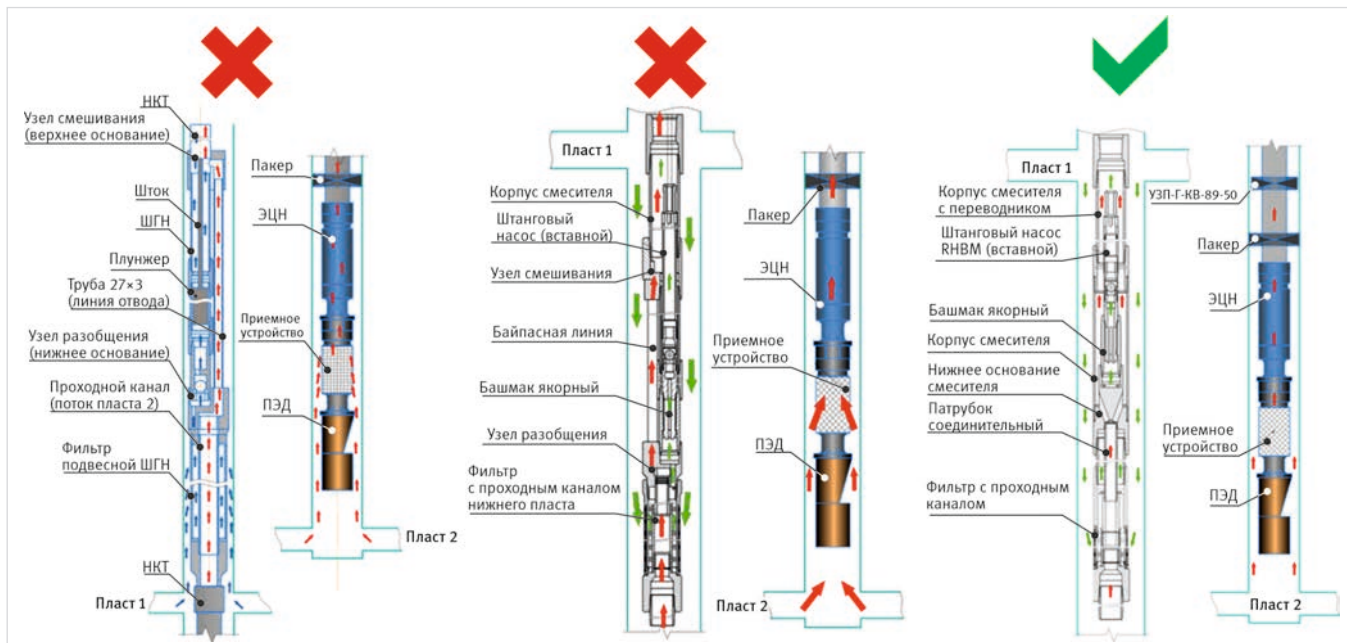


Рис. 4. Схемы доработки ФСЖ-108-60/200-100 с УЗПГ
 Fig. 4. Schemes for finalizing FSG-108-60/200-100 with UZPG

фильтр (рис. 6) отличается простой конструкцией, одновременно защищает ШГН и пакер от присыпания механическими примесями.

Оборудование состоит из патрубка НКТ-73 с установленным на него пакетом щеточных фильтроэлементов и уплотняющими проставками между ними. С двух сторон пакета установлены герметизирующие прокладки диаметра, превышающего внутренний диаметр обсадной трубы. На концах патрубка установлены муфты НКТ-73 для фиксации и сжатия всех деталей фильтра. По всей длине фильтра предусмотрен канал, через который проходит кабель КППБП 3x16 к УЭЦН. Сверху и снизу фильтра канал герметизирован для минимизации прохождения жидкости в обход

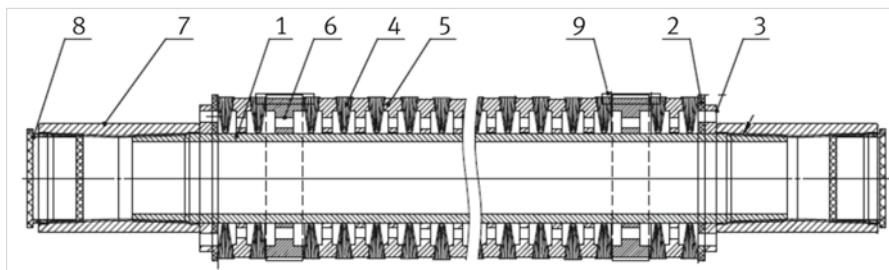


Рис. 6. Щеточный фильтр: 1 — патрубок; 2 — прокладка уплотнительная; 3 — кольцо упорное; 4 — фильтроэлемент; 5 — прокладка стальная; 6 — прокладка под клямсу; 7 — муфта; 8 — заглушка муфты; 9 — клямса ППК
 Fig. 6. Brush filter: 1 — branch pipe; 2 — sealing gasket; 3 — thrust ring; 4 — filter element; 5 — steel gasket; 6 — gasket under the blot; 7 — clutch; 8 — coupling plug; 9 — klamsa PPK

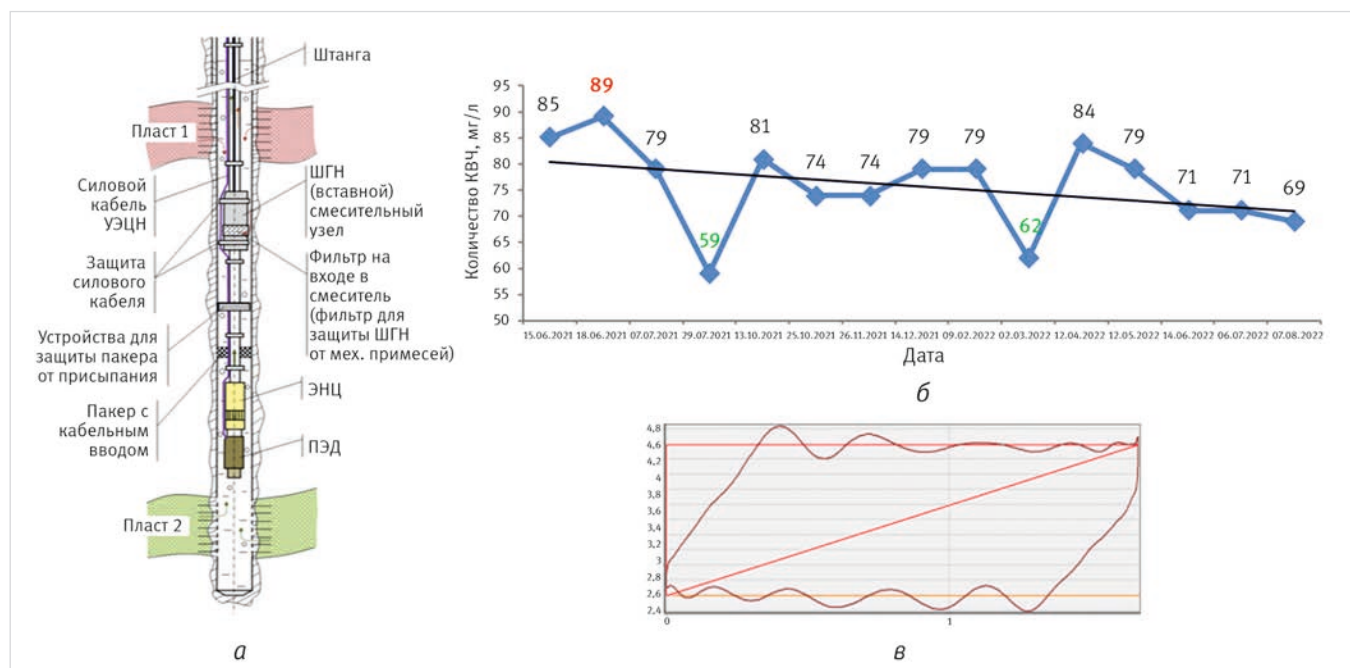


Рис. 5. Система ОРД № 2 подсистема ЭЦН-ШГН с фильтром-смесителем жидкости ФСЖ-108-60/200-100 и УЗП-Г-КВ-89-50 на скважине 1:
 а — схема спуска ГНО с ФСЖ и УЗПГ-КВ; б — график результатов отбора проб на КВЧ; в — динамограмма
 Fig. 5. ORD system № 2 subsystem ESP-SHGN with a filter-mixer of fluid FSG-108-60/200-100 and UZP-G-KV-89-50 at well 1: а — scheme of descent of GNO with FSJ and UZPG-KV; б — graph of the results of sampling at EHF; в — dynamometer

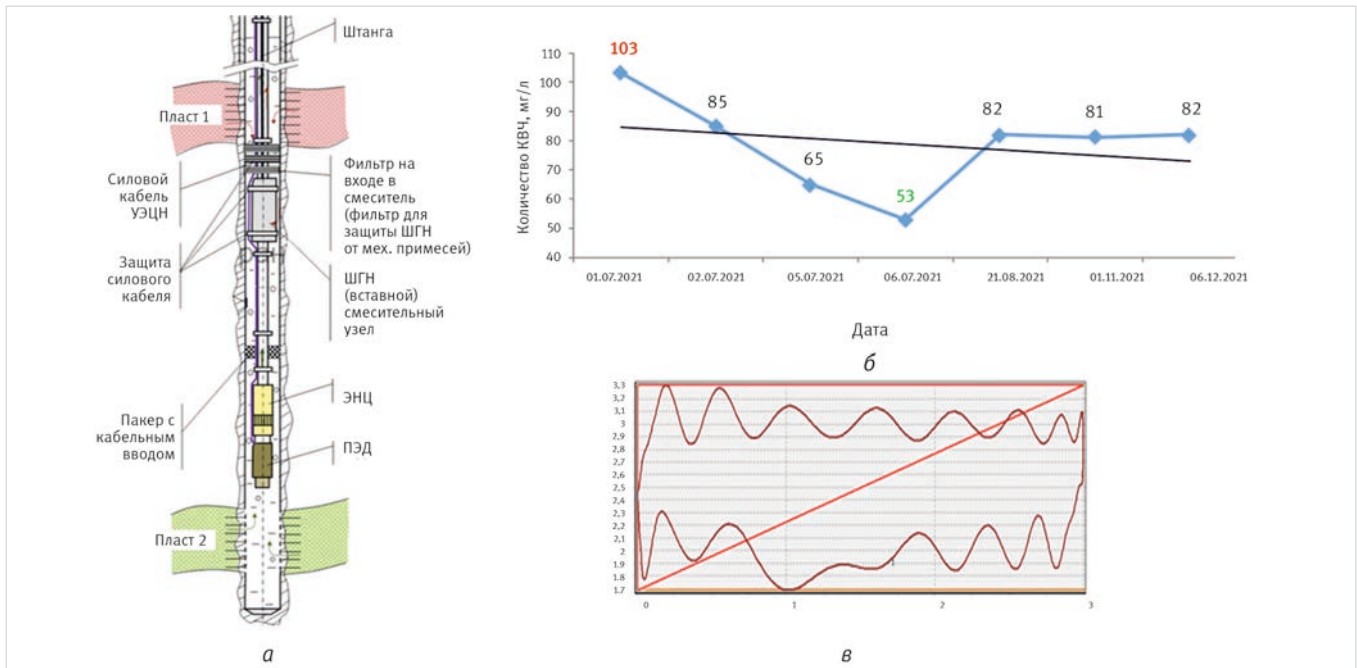


Рис. 7. Система ОРД № 2 подсистема ЭЦН-ШГН с щеточным фильтром ФС-ОРД на скважине 2:
 а – схема спуска ГНО с ФС-ОРД; б – график результатов отбора проб на КВЧ; в – динамограмма
 Fig. 7. ORD system № 2 ESP-SHR subsystem with a brush filter FS-ORD at well 2:
 а – scheme of descent of GNO with FSF and UZPG-KV; б – graph of the results of sampling at EHF; в – dynamometer

фильтрующих элементов. Конструкция фильтра спроектирована с учетом необходимости прохождения потока скважинной жидкости сверху (от участка перфорации) вниз через фильтрующие элементы к приему УШГН. Оборудование устанавливается на НКТ, выше насоса ШГН (рис. 7). Основной задачей фильтра является защита ШГН от механических примесей.

В период подконтрольной эксплуатации, с 30.06.2021 по 27.12.2021 г., (срок проведения ОПИ – 180 суток) максимальное содержание КВЧ при ВНР составило 103 мг/л (рис. 7 б). По динамограмме (длина хода – 3 м; число качаний – 4,3 об/мин; Нд = 858 м, Qж (ШГН) = 13,8 м³/сут, ЭЦН – 6,2 м³/сут) отмечается нормальная работа ШГН (рис. 7в).

По результатам мониторинга работы скважины 2 работоспособность щеточного фильтра в компонентах для ОРД ЭЦН-ШГН подтверждена. За время эксплуатации отказов ШГН не было. ННО ШГН составила 246 суток (средняя ННО по причине негативного влияния механических примесей на работу ШГН в установках для ОРД ЭЦН-ШГН до внедрения оборудования для защиты составляла 137 суток). Конструктивные особенности фильтра показали простоту при монтаже и отсутствие осложнений при СПО и эксплуатации. Проблем с демонтажем фильтра и срывом пакера не возникло.

Итоги

После разработки методов защиты оборудования для ОРД от негативного влияния механических примесей, в ходе проведения

опытно-промышленных испытаний оба способа доказали эффективность работы и увеличение ННО. Скважины со спущенными фильтрами для защиты в работе более 300 дней.

Выводы

Проведен обзор ОРЭ оборудования при добыче нефти различными системами. Также представлены основные системы ОРЭ, которые получили наибольшее распространение в ОГ Компании.

Анализ негативного влияния ОФ на работу установок ОРД показал, что преобладает такой тип осложнений, как механические примеси: 45 % от всех отказов по ОГ 1, 15 % от всех отказов по ОГ 2 и 33 % от всех отказов по ОГ 3. Предложен комплексный подход к испытанию новых технологий защиты оборудования для ОРД от влияния механических примесей.

Разработанные технологии защиты ШГН (в составе ОРД) от механических примесей позволили улучшить работу оборудования, увеличить ННО в среднем в 2,5 раза, сократить затраты на текущие ремонты скважин.

Литература

1. Постановления Госгортехнадзора РФ от 06.06.2003 № 71 «Об утверждении «Правил охраны недр». Москва, 2013. С. 24.
2. РД 153-3.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. Москва, 2002. 75 с.

3. Николаев О.С., Никишов В.И., Губаев Ю.Г., Сметанников А.П., Байков В.А., Волков М.Г., Сливка П.И., Ерастов С.А., Габдулов Р.Р. Скважинная насосная установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. 2012. Патент RU 2488689 С1.
4. Байков В.А., Волков В.Г., Габдулов Р.Р., Губаев Ю.Г., Данченко Ю.В., Ерастов С.А., Мартынова Т.П., Маслов В.Н., Никишов В.И., Сливка П.И., Сметанников А.П., Худяков Д.А. Насосная пакерная установка для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов. 2013. Патент RU 2493359 С1.
5. Байков В.А., Вегера Н.П., Волков В.Г., Габдулов Р.Р., Губаев Ю.Г., Ерастов С.А., Максимов С.Ф., Малыхин И.А., Никишов В.И., Сливка П.И., Сметанников А.П. Способ одновременно-раздельной или поочередной добычи пластового флюида из скважин многопластовых месторождений с применением внутрискважинного разъемного блока «мокрый контакт». 2013. Патент RU 2500882 С2.
6. Габдулов Р.Р., Давлетов М.Ш., Уразаков К.Р., Усманов Р.В., Шакиров А.А. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации скважин. 2015. Патент RU 2569526 С1.
7. Косилов Д.А., Ключин И.Г., Сливка П.И., Габдулов Р.Р., Байбурун Б.Х., Давлетбаев Р.В. Установка для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. 2019. Патент RU 2724084 С2.

ENGLISH

Results

After the development of methods for protecting the equipment for the operation from the negative impact of mechanical impurities, in the course of field trials, both methods proved their efficiency and an increase in NNO. Wells with deflated screens for protection, in production for over 300 days.

Conclusions

A review of the WEM of equipment for oil production by various systems was carried out. Also presented are the main WEM systems, which are most widely used in the Company's OG. An analysis of the negative impact of the OF on the operation of OSD units showed that such a type of complications as mechanical

impurities predominates 45 % of all failures in OG 1, 15 % of all failures in OG 2, and 33 % of all failures in OG 3. An integrated approach to testing is proposed. new technologies for the protection of equipment for pressure-seeking operations from the influence of mechanical impurities.

The developed technologies for the protection of the SRP (as part of the ORD) from mechanical impurities made it possible to improve the operation of the equipment, increase the NOR by an average of 2,5 times, and reduce the costs of current well repairs.

References

1. Decree of the Gosgortekhnadzor of the Russian Federation dated 06.06.2003 № 71. On approval of the Subsoil Protection Rules. Moscow, 2003, P. 24. (In Russ).
2. RD 153-3.0-109-01. Methodological instructions for complexing and staged performance of geophysical, hydrodynamic and geochemical investigations of oil and oil and gas fields. Moscow, 2002, 75 p. (In Russ).
3. Nikolaev O.S., Nikishov V.I., Gubaev Yu.G., Smetannikov A.P., Baikov V.A., Volkov M.G., Slivka P.I., Erastov S.A., Gabdulov R.R. Downhole pump unit for simultaneous and separate operation of two formations. 2013, Pat. RU 2488689 C1. (In Russ).
4. Maslov V.N., Danchenko Yu.V., Khudyakov D.A., Martyanova T.P., Nikishov V.I., Gubaev Yu.G., Smetannikov A.P., Baikov V.A., Volkov M.G., Slivka P.I., Erastov S.A., Gabdulov R.R. Pump packer assembly for dual pumping of two beds, 2013, Pat. RU 2493359 C1. (In Russ).
5. Malykhin I.A., Vegeva N.P., Maksimov S.F., Nikishov V.I., Gubaev Yu.G., Smetannikov A.P., Baikov V.A., Volkov M.G., Slivka P.I., Erastov S.A., Gabdulov R.R. Method of simultaneous separate or sequential production of formation fluid in wells of multilayer fields with use of downhole disconnectable wet contact unit. 2013, Pat. RU 2500882 C2. (In Russ).
6. Gabdulov R.R., Davletov M.Sh., Urazakov K.R., Usmanov R.V., Shakirov A.A. Unit for dual operation of wells. 2015, Pat. RU 2569526 C1. (In Russ).
7. Kosilov D.A., Klyushin I.G., Slivka P.I., Gabdulov R.R., Baiburin B.Kh., Davletbaev R.V. Unit for simultaneous separate operation of formations. 2019, Pat. RU 2724084 C2. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мещеряков Алексей Александрович, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: meshcheryakovaa@bnipi.rosneft.ru

Meshcheryakov Aleksey Aleksandrovich, leading specialist, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: meshcheryakovaa@bnipi.rosneft.ru

Шагитов Руслан Зуфарович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Shagitov Ruslan Zufarovich, chief specialist, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia

Сливка Петр Игоревич, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Slivka Petr Igorevich, head of department, "RN-BashNIPneft" LLC, Ufa, Russia



05-09 ИЮНЯ 2023, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ

«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

10-14 ИЮЛЯ 2023, ТЮМЕНЬ

«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intechol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

О созданной в ИПНГ РАН интеллектуальной системе предупреждения осложнений при строительстве скважин на суше и на море

Алали Валид¹, Еремин Н.А.²

¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия, ²Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
walidalali@gubkin.ru

Аннотация

В статье представлено описание интеллектуальной системы предупреждения осложнений при строительстве скважин на суше и на море, созданной в ИПНГ РАН. Уникальная интеллектуальная система предотвращения осложнений при бурении скважин предназначена для предупреждения бурильщика о возможности нарушения штатного режима бурения. Интеллектуальная система помогает повысить продуктивное время и экономическую эффективность бурения нефтяных и газовых скважин. Большие объемы геоданных со станций геологических и технологических измерений во время бурения варьируются от десятков до сотен терабайт соответственно на суше и на море. Создание программных компонентов нейросетевого моделирования направлено на выявление скрытых закономерностей в наборах больших данных со станций геологических и технологических измерений в режиме реального времени.

Материалы и методы

При создании системы были использованы наборы больших объемов данных со станций геолого-технологических измерений в России и за рубежом. Для каждого вида осложнения были проведены процедуры нормализации и маркировки больших объемов геоданных. Откорректированные исторические большие геодатасеты послужили основой обучения нейронных сетей на новых наборах геоданных. Использован инновационный подход к сбору разнородных геоданных. Основные этапы подхода были следующими: сбор больших геоданных, полученных с помощью датчиков, встроенных в буровую установку; формирование наборов симуляционных данных с использованием бурового тренажера; использование геолого-геофизических данных, полученных при геолого-разведочных работах; создание тестовых и обучающих наборов геоданных параметров бурения; разработка алгоритмов очистки

больших наборов геоданных с использованием программного модуля предварительной обработки от зашумленных, пропущенных геоданных; кластеризация и визуализация больших геоданных (вес на крюке, скорость проходки, расход буровой жидкости, крутящий момент и др.). Библиотеки Python и Pandas стали эффективными инструментами для построения сложных статистических моделей, которые позволяют эффективно и точно прогнозировать, диагностировать, анализировать большие геоданные в целях повышения производительности строительства скважин.

Ключевые слова

методы искусственного интеллекта, искусственные нейронные сети, бурение скважин, безопасное строительство скважин, предотвращение осложнений, геологическая и технологическая информация, большие геоданные, интеллектуальная система

Для цитирования

Алали Валид, Еремин Н.А. О созданной в ИПНГ РАН интеллектуальной системе предупреждения осложнений при строительстве скважин на суше и на море // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 27–32. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-27-32

Поступила в редакцию: 30.11.2022

DRILLING

UDC 622.24:681.518 | Original Paper

About the intellectual system of prevention of complications in the construction of wells on land and at sea created at OGRI RAS

Alali Walid¹, Eremin N.A.²

¹Gubkin University, Moscow, Russia, ²Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
walidalali@gubkin.ru

Abstract

The article describes an intelligent system for preventing complications during the construction of wells on land and at sea, created at the OGRI RAS. Intelligent systems for preventing complications when drilling wells are designed to warn the driller in advance about the possibility of violating the normal drilling regime. Intelligent systems to prevent complications during the construction of wells help to increase the productive time and economic efficiency of drilling oil and gas wells. Large volumes of geodata from geological and technological measurement stations during drilling vary from tens to hundreds of terabytes, respectively, on land and at sea. The creation of neural network modeling software components is aimed at identifying hidden patterns in big data sets from geological and technological measurement stations in real time.

Materials and methods

When creating the system, sets of big volumes of data from geological and technological measurement stations in Russia and abroad were used. For each type of complication, procedures were carried out for normalization and labeling of big volumes of geodata. The corrected historical Big geodatasets served as the basis for training neural networks on new geodatasets. An innovative approach to the collection of heterogeneous geodata was used. The main stages of the approach were as follows: the collection of big geodata obtained using sensors built into the drilling rig; formation of simulation data sets using

a drilling simulator; use of geological and geophysical data obtained during geological exploration; creation of test and training sets of geodata of drilling parameters; development of algorithms for cleaning Big sets of geodata using a pre-processing software module from noisy, missed geodata; clustering and visualization of large geodata (hook weight, penetration rate, drilling fluid consumption, torque, etc.). Python and Pandas libraries have become effective tools for building complex statistical models that allow you to efficiently and accurately predict, diagnose, analyze big geodata in order to improve well construction productivity.

Keywords

artificial intelligence methods, artificial neural networks, well drilling, safe well construction, prevention of complications, geological and technological information, big geodata, intelligent system

For citation

Alali Walid, Eremin N.A. About the intellectual system of prevention of complications in the construction of wells on land and at sea created at OGRI RAS. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 27–32. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-27-32

Received: 30.11.2022

Введение

Основными векторами современного развития бурения скважин являются создание современных интерактивных сред для сбора, систематизации и анализа всей оперативной информации в режиме реального времени и обеспечение на этой основе проактивного управления процессом строительства скважин на суше и на море; автоматизация производственных процессов бурения на основе внедрения новых инструментов машинного обучения для увеличения продуктивного времени строительства скважин. При бурении скважин непродуктивное время составляет в среднем 20–25 % от общего времени строительства скважин, чаще всего оно уходит на борьбу с осложнениями и аварийными ситуациями. Установлено, что основными видами осложнений являются:

прихваты буровой колонны в результате осыпей и обрушений неустойчивых пород; поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления. Стоимость бурения скважин имеет тенденцию к повышению. Сокращение потерь рабочего времени на устранение осложнений и их последствий является одной из возможностей увеличения продуктивного времени строительства скважин [1–20].

Методы машинного обучения являются одним из эффективных инструментов предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин (табл. 1) [1, 4, 8, 10, 12, 14, 16].

Принятие необходимых мер по предотвращению аварийных ситуаций возможно при достоверном прогнозировании их наступления на основе анализа результатов

геолого-технологических измерений параметров процессов строительства скважин.

Методика

Интеллектуальная система должна выполнять программную обработку результатов измерений в реальном масштабе времени, прогнозирование возникновения возможных осложнений и выдачу предупреждающих сообщений. При этом в большинстве случаев возникновение осложнений при строительстве скважин определяется сложной совокупностью геолого-геофизических и технологических параметров и не может быть выявлено в результате визуальных наблюдений оператором. Для эффективного функционирования интеллектуальная система предупреждения осложнений при строительстве скважин (ИС ПОАС), с учетом специфики

Табл. 1. Методы искусственного интеллекта, применяемые на различных этапах строительства скважин
Tab. 1. Artificial intelligence methods applied at various stages of well construction

Операционный результат	Приложение/применение	Применяемые методы искусственного интеллекта
Проектирование скважины	Выбор долота Предварительная оценка крутизны уклона Прогноз разрушения обсадной колонны Качество цемента / оценка производительности Выбор морской буровой платформы Геонавигация	Искусственная нейронная сеть (ANN) Обобщенно-регрессионная нейронная сеть Нейронная сеть с обратным распространением Искусственная нейронная сеть (ANN) Гибрид (нейронная сеть с обратным распространением) Методы машинного обучения на основе прецедентов (CBR-системы)
Методическое определение оптимальных характеристик	Мониторинг компоновки низа буровой колонны Контроль износа долота Прогнозирование прихвата и нагрузки Контроль вибрации Очистка ствола от шлама	Искусственная нейронная сеть (ANN) Искусственная нейронная сеть (ANN) Искусственная нейронная сеть (ANN) Искусственная нейронная сеть (ANN) Нейронная сеть с обратным распространением / множественная линейная регрессия
Стабильность скважины	Мониторинг гидравлического удара, потери и размера утечек	Искусственная нейронная сеть (ANN)
Поддержка принятых решений в проблемных ситуациях	Контроль и устранение неисправностей	Нейронная сеть с обратным распространением / (Искусственная нейронная сеть-GA) гибрид
Распознавание осложнений, оценка рисков	Оценка рисков при бурении в реальном времени Состояние бурового оборудования	Методы машинного обучения на основе прецедентов (CBR-системы) Искусственная нейронная сеть (ANN)
Принятие решений в критических ситуациях	Определение допустимых операций согласно условиям бурения	Методы машинного обучения на основе прецедентов (CBR-системы)

сценариев возникновения различных типов осложнений, должна включать в свой состав интегрированный комплекс технологий машинного обучения, объединяющий, как правило, вспомогательные методы и классификационные нейросетевые модели. При этом архитектура системы должна быть открытой на всех уровнях организации: структурном, функциональном, организации данных и интерфейсом. Определяющими факторами для построения ИС ПОАС на базе современных технологий искусственного интеллекта являются сбор и организация информации, формирование интегрированной базы технических, технологических и геолого-геофизических данных.

Для обмена данными между различными службами и организациями, работающими в нефтегазовой отрасли, широко применяется международный открытый стандарт

WITSML (Wellsite Information Transfer Standard Markup Language), основанный на открытых интернет-стандартах и имеющий свой открытый интерфейс прикладных программ.

Для расширения области исходных данных и ее кластеризации использовались специально подготовленные симуляционные данные, сформированные по результатам моделирования типовых ситуаций возникновения осложнений заданных типов на буровом тренажере.

Подготовка исходных данных для построения моделей проведения нейросетевых расчетов состоит из формирования и разметки наборов временных или поглубинных данных (WITSLM Realtime drilling data) и данных буровых журналов (WITSML Daily drilling reports) в формате WITSML (WITSML Data Standards), содержащих информацию об осложнениях. Такие наборы могут быть сформированы как

с использованием имеющейся информации по конкретной скважине, так и на основе архивных данных, содержащих информацию о ранее пробуренных скважинах со схожими геологическими характеристиками.

Для работы с данными в формате WITSML и формирования исходных наборов для построения моделей выявления и прогнозирования осложнений разработан программный модуль подготовки данных, состоящий из набора сервисных процедур и клиентской части (рис. 1).

Модуль подготовки данных обеспечивает выполнение следующих процедур:

- интерактивного разбора структуры данных буровых журналов Daily Drilling Reports WITSML Data;
- выбора по заданным критериям записей по аномальным и аварийным ситуациям;
- просмотра и предварительного анализа WITSML Realtime drilling data по каждой из скважин и выбора скважин для использования в дальнейших расчетах;
- просмотра записей по литологиям для каждой скважины.

На рисунке 2 приведено графическое представление параметрической информации, содержащейся в файлах Realtime Drilling.

Результаты

В результате сбора и подготовки больших данных со станций геолого-технологических измерений создаются хранилища неразмеченных и размеченных по результатам экспертизы, формируются конфигурационные массивы для формирования и обучения моделей, а также тестовые массивы для их валидации, структурируются и хранятся различные виды геолого-геофизической, технологической и контекстной информации, образующие в своей совокупности интегрированную базу данных ИС ПОАС. Модуль формирования и обучения моделей реализован на языке Python (Keras: The Python Deep Learning library, LightGBM. Python API) и обеспечивает

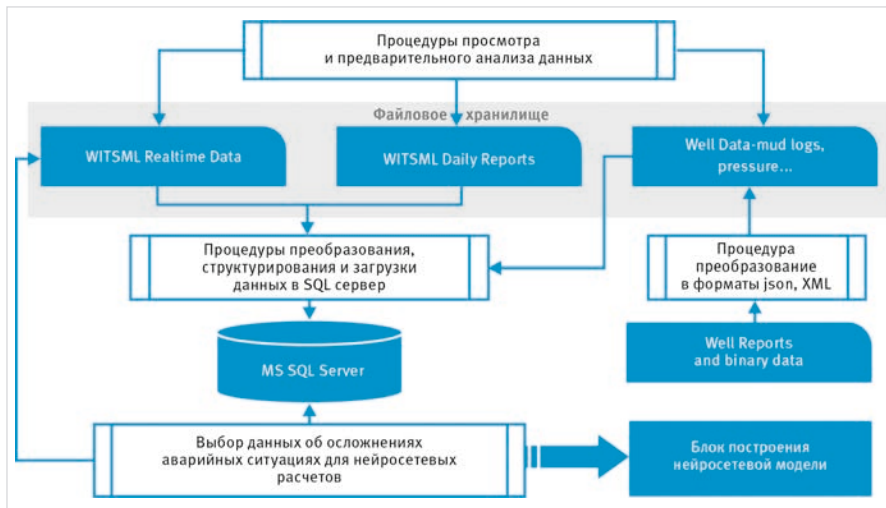


Рис. 1. Программный модуль подготовки данных, состоящий из набора сервисных процедур и клиентской части
Fig. 1. Data preparation software module, consisting of a set of service procedures and a client part

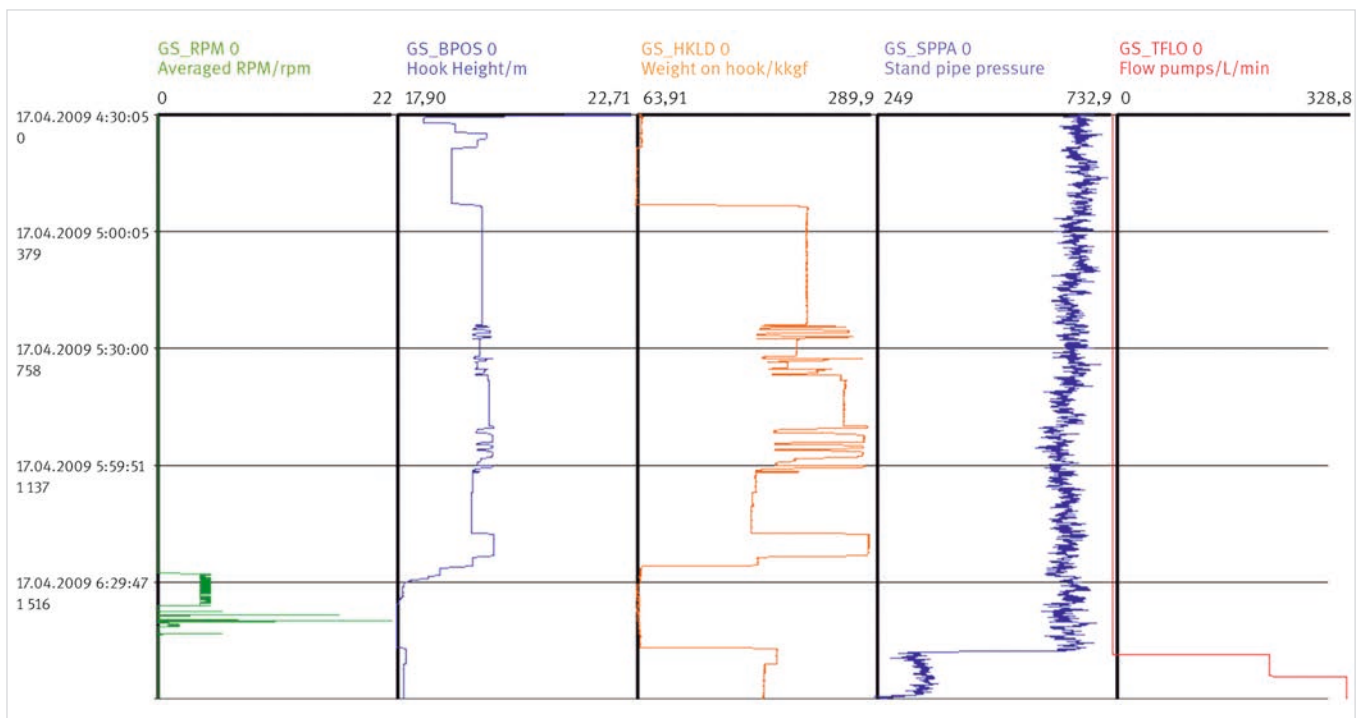


Рис. 2. Графическое представление параметрической информации
Fig. 2. Graphical representation of parametric information

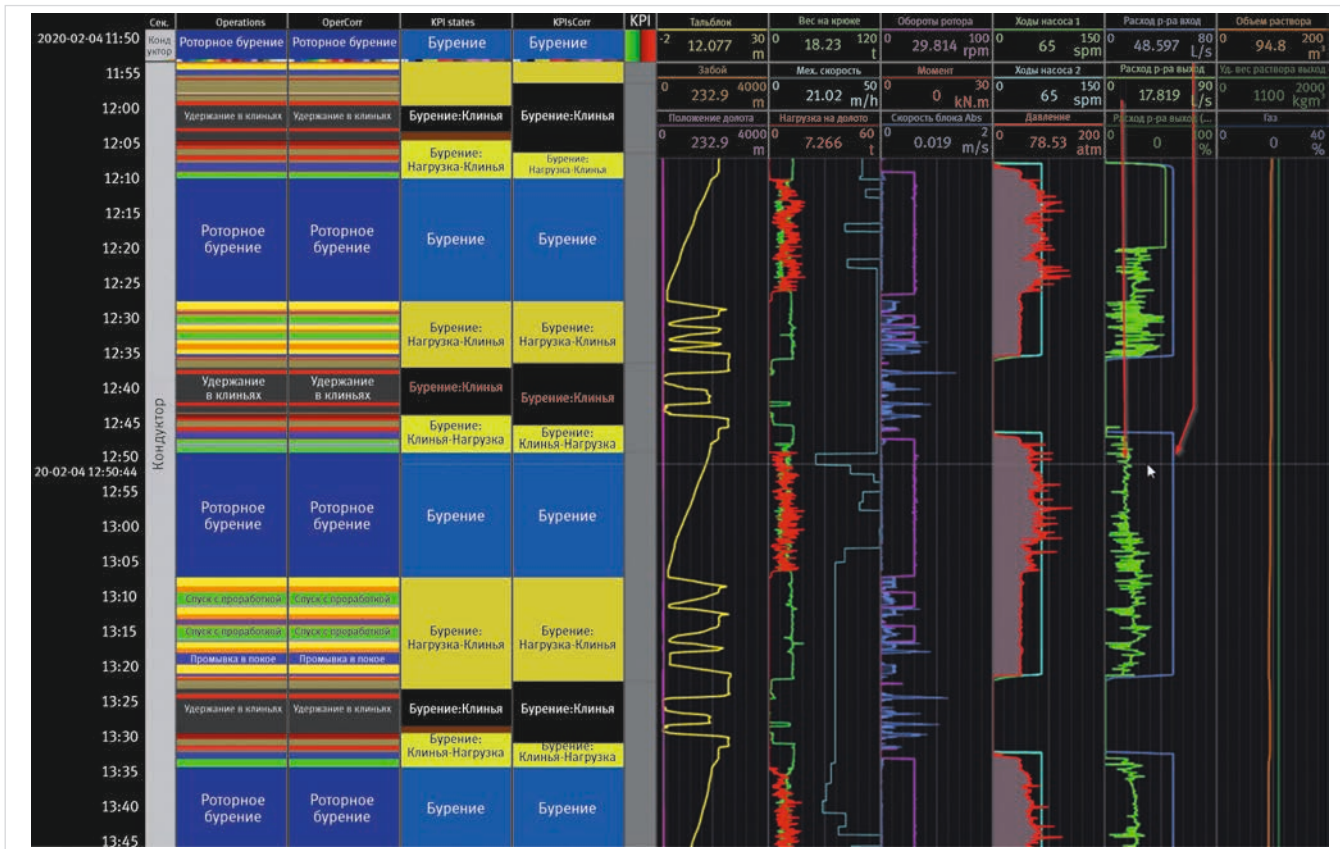


Рис. 3. Интерфейс оператора интеллектуальной системы предупреждения осложнений и аварий при строительстве скважин для детального параметрического анализа причин возникновения осложнений типа «Поглощение»
 Fig. 3. Interface of the operator of the intelligent system for preventing complications and accidents during well construction for a detailed parametric analysis of the causes of the occurrence of complications of the "Absorption" type

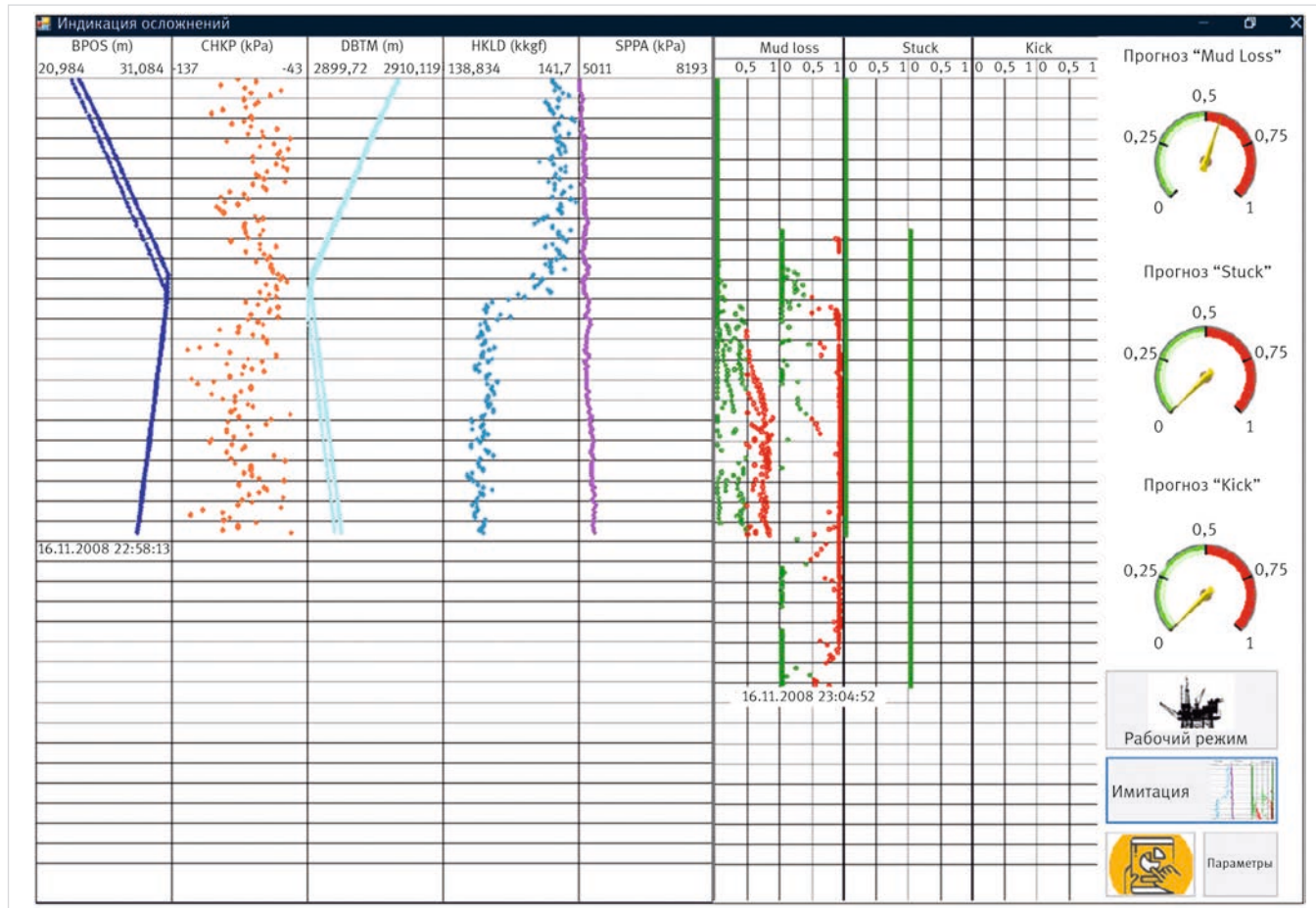


Рис. 4. Упрощенный интерфейс буровщика с автоматическим определением прогнозных вероятностей возникновения осложнений
 Fig. 4. Simplified driller interface with automatic determination of predictive probabilities of occurrence of complications

подготовку моделей, применяемых для прогнозирования и предупреждения аварийных ситуаций в системах поддержки процесса бурения. В модуле реализованы функции сборки классификационных нейросетевых моделей. Сформированная топология нейронной сети ИС ПОАС состоит из трех основных слоев:

- первый слой представляет собой многослойный перцептрон (Multilayered perceptron, MLP);
- затем идет рекуррентный слой, состоящий из четырех нейронов управляемого рекуррентного блока (Gated Recurrent Units, GRU);
- выходной слой для решения классификационной задачи состоит из двух нейронов с активационной функцией софтмакс (softmax).

Модели формируются и обучаются в соответствии с заданными конфигурационными файлами, что позволяет менять гиперпараметры моделей без внесения изменений в код модуля. В качестве выходных данных выступают обученные модели, которые сохраняются в виде отдельных файлов со своим именем в формате hdf5 и включают в себя следующую структуру:

- топология модели, позволяющая воспроизвести обученную модель;
- настроенные весовые коэффициенты модели;
- состояние оптимизатора.

Модуль обработки реально-временных данных обеспечивает интеграцию моделей в ИС ПОАС и выполняет следующие функции:

- загрузка обученных моделей предсказания аварийных ситуаций и параметров предобработки в соответствии с конфигурационными файлами;
- передача полученных векторов параметров в модуль обработки реальных данных и получение прогнозных значений моделей по накопленному окну параметров;
- логирование (запись системной информации) работы моделей.

Интерфейс оператора ИС ПОАС для детального параметрического анализа причин возникновения осложнений типа «Поглощение» при проведении операции бурения представлен на рисунке 3.

В левой части экрана отображается временная шкала и выполняемые технологические операции и режимы, а в правой — графическое представление изменения во времени параметров для выявления заданных типов осложнений. Для бурильщика разработан упрощенный интерфейс с автоматическим определением прогнозных вероятностей возникновения осложнений при строительстве скважин и выводом на экран предупреждающих сообщений, сигнализации в случае превышения их значений заданного порога (рис. 4).

В левой части экрана в реальном масштабе времени отображаются значения технологических параметров, а в правой — значения вероятностей возникновения осложнений, рассчитанные по прогнозным и фактическим параметрам геолого-технологических исследований (ГИ). По результатам тестирования классификационной нейросетевой модели получены следующие точности прогнозирования различных видов осложнений: «ГНВП» — 96%; «Поглощение» — 79%; «Прихват» — 87%.

Заключение

Нефтяная и газовая промышленность достигли значительных успехов в улучшении производительности бурения за счет

высокотехнологичных скважинных инструментов, модернизации процедур бурения, использования современных наземных и морских буровых установок, внедрения технологий искусственного интеллекта для моделирования и обработки больших данных со станций геолого-технологических измерений в реальном времени. Оснащение бурильщика программно-аппаратными комплексами подготовки решений в режиме реального времени является ключом к повышению операционной эффективности, снижению затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин, обеспечению производственной и экологической безопасности.

Итоги

По результатам работ создана уникальная система предупреждения осложнений и аварий при строительстве скважин. Получены первые в России и за рубежом два патента, и зарегистрировано шесть свидетельств о регистрации программ для ЭВМ.

Выводы

Интеллектуальная система предупреждения осложнений типа «прихват», «поглощение» при строительстве скважин позволяет выявлять возможные нештатные ситуации заблаговременно, чтобы бурильщик смог в режиме реального времени совершить своевременные действия по их предотвращению или же минимизации возможных последствий. Система способствует увеличению продуктивного времени бурения скважин и минимизирует риски возникновения осложнений и аварий при строительстве скважин на суше и на море.

Литература

1. Дмитриевский А.Н., Дуплякин В.О., Еремин Н.А., Капранов В.В. Алгоритм создания нейросетевой модели для классификации в системах предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин // Датчики и системы. 2019. № 12. С. 3–10.
2. Линд Ю.Б., Мулюков Р.А., Кабирова А.Р., Мурзагалин А.Р. Оперативное прогнозирование осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2013. № 2. С. 55–57.
3. Еремин Н.А. Моделирование месторождений углеводородов методами нечеткой логики. М.: Наука, 1994. 462 с.
4. Еремин Н.А., Черников А.Д., Сарданавили О.Н., Столяров В.Е., Архипов А.И. Цифровые технологии строительства скважин. Создание высокопроизводительной автоматизированной системы предотвращения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства нефтяных и газовых скважин // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 4. С. 38–50.
5. Ивлев А.П., Еремин Н.А. Петrorоботика: роботизированные буровые комплексы. Бурение и нефть, 2018. № 2. С. 8–12.
6. Лоерманс Т. Расширенные геолого-технические исследования скважин: первые среди равных // Георесурсы. 2017. Т. 19. № 3. С. 216–221.
7. Cornel S., Vazquez G. Use of big data and machine learning to optimise operational performance and drill bit design. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Virtual, November 2020.

SPE-202243-MS. (In Eng).

8. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Бороздин С.О. Качественный анализ геоданных временного ряда для предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин // SOCAR Proceedings. 2020. № 3. С. 31–37.
9. Paulinus Abhyudaya Bimastianto; Shreepad Purushottam Khambete; Hamdan Mohamed Alsaadi; Suhail Mohammed Al Ameri; Erwan Couzigou; Adel A/Rahman Al-Marzouqi; Fahed Salem Al Ameri; Said Aboulaban; Husam Khater; Philippe Herve. Application of Artificial Intelligence and Machine Learning to Detect Drilling Anomalies Leading to Stuck Pipe Incidents. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. SPE-207987-MS. (In Eng).
10. Дмитриевский А.Н., Сбоев А.Г., Еремин Н.А., Черников А.Д., Наумов А.В., Грязнов А.В., Молошиков И.А., Бороздин С.О., Сафарова Е.А. Об увеличении продуктивного времени бурения нефтегазовых скважин с использованием методов машинного обучения // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 4. С. 79–85.
11. Rassenfoss S. A robot takes over the drilling floor. URL: <https://jpt.spe.org/a-robot-takes-over-the-drilling-floor>. (In Eng).
12. Черников А.Д., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Сбоев А.Г., Семенова-Чащина О.К., Фицнер Л.К. Применение методов искусственного интеллекта для выявления и прогнозирования осложнений при строительстве нефтяных и газовых скважин: проблемы и основные направления решения // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 87–96.
13. Rakhimov R.R., Zhdaneev O.V., Frolov K.N., Babich M.P. Stuck pipe early detection on extended reach wells using ensemble method of machine learning. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, October 2021. SPE-206516-MS. (In Eng).
14. Архипов А.И., Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д., Бороздин С.О., Сафарова Е.А., Сейнаров М.Р. Анализ качества данных станции геолого-технологических исследований при распознавании поглощений и газонефтеводопроявлений для повышения точности прогнозирования нейросетевых алгоритмов // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 63–67.
15. Othman E.B., Gomes D., Tengku B., Tengku E.B., Meor H., Meor M.H., Yusoff M.H., Arriffin M.F., Rohaizat G. Application of machine learning to augment wellbore geometry-related stuck pipe risk identification in real time. Offshore technology conference Asia, Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia, March 2022. OTC-31695-MS. (In Eng).
16. Borozdin S., Dmitrievsky A., Eremin N., Arkhipov A., Sboev A., Chashchina-Semenova O., Fitzner L., Safarova E. Drilling problems forecast system based on neural network. SPE annual Caspian technical conference, 2020. SPE-202546-MS. (In Eng).
17. Zhu Qi. Treatment and prevention of stuck pipe based on artificial neural networks analysis. Offshore technology conference Asia, Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia, March 2022, OTC-31693-MS. (In Eng).

18. Bahlany, Salah, Maharbi, Mohammed, Zakwani, Saud, Busaidi, Faisal, and Ferrante Benvenuti. STEP change in preventing stuck pipe and tight hole events using machine learning. Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021, SPE-207823-MS. (In Eng).
19. Romberg E., Fisher A., Mazza J., Niedz C., Wehner B., Zhou A. Predicting trouble stages with geomechanical measurements and machine learning: a case study on southern midland basin horizontal completions. SPE annual technical conference and exhibition, Virtual, October 2020, SPE-201699-MS. (In Eng).
20. Iversen F.P., Thorogood J.L., Macpherson J.D., Macmillan R.A. Business models and kpis as drivers for drilling automation. Paper presented at the SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK, September 2016, SPE-181047-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

An intelligent system for preventing complications such as “sticking”, “absorption” during well construction allows you to identify possible emergency situations in advance so that the driller can take timely actions in real time to prevent them or minimize possible consequences. The system contributes to an increase in the productive time of drilling and wells and minimizes the risks of complications and accidents during the construction of wells onshore and offshore.

Conclusions

Based on the results of the work, a unique system was created to prevent complications and accidents during well construction. The first two patents in Russia and abroad were received, and six certificates of registration of computer programs were registered.

References

- Dmitrievsky A.N., Duplyakin V.O., Eremin N.A., Kapranov V.V. Algorithm for creating a neural network model for classification in systems for preventing complications and emergencies in construction of oil and gas wells. *Sensors & Systems*, 2019, issue 12, P. 3–10. (In Russ).
- Lind Yu.B., Mulyukov R.A., Kabirova A.R., Murzagalin A.R. Online prediction of troubles in drilling process. *Oil industry*, 2013, issue 2, P. 55–57. (In Russ).
- Eremin N.A. Modeling of hydrocarbon deposits by fuzzy logic methods. *Moscow: Nauka*, 1994, 462 p. (In Russ).
- Eremin N.A., Chernikov A.D., Sardanashvili O.N., Stolyarov V.E., Arkhipov A.I. Digital well construction technologies. Creation of a high-performance automated system for preventing complications and emergencies during the construction of oil and gas wells. *Neftegaz.RU*, 2020, issue 4, P. 38–50. (In Russ).
- Ivlev A.P., Eremin N.A. Petrobotics: robotic drilling systems. *Drilling and Oil*, 2018, issue 2, P. 8–12. (In Russ).
- Loermans T. AML (advanced mud logging): first among equals. *Georesursy*, 2017, Vol. 19, issue 3, P. 216–221. (In Russ).
- Cornel S., Vazquez G. Use of big data and machine learning to optimise operational performance and drill bit design. SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, Virtual, November 2020. SPE-202243-MS. (In Eng).
- Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Safarova E.A., Filippova D.S., Borozdin S.O. Qualitative analysis of time series GeoData to prevent complications and emergencies during drilling of oil and gas wells. *SOCAR proceedings*, 2020, issue 3, P. 31–37. (In Russ).
- Paulinus Abhyudaya Bimastianto, Shreepad Purushottam Khambete, Hamdan Mohamed Alsaadi, Suhail Mohammed Al Ameri, Erwan Couzigou, Adel A/Rahman Al-Marzouqi, Fahed Salem Al Ameri, Said Aboulaban, Husam Khater, Philippe Herve. Application of Artificial Intelligence and Machine Learning to Detect Drilling Anomalies Leading to Stuck Pipe Incidents. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021. SPE-207987-MS. (In Eng).
- Dmitrievsky A.N., Sboev A.G., Eremin N.A., Chernikov A.D., Naumov A.V., Gryaznov A.V., Moloshnikov I.A., Borozdin S.O., Safarova E.A. On increasing the productive time of drilling oil and gas wells using machine learning methods. *Georesursy*, Vol. 22, issue 4, P. 79–85. (In Russ).
- Rassenfoss S. A robot takes over the drilling floor. URL: <https://jpt.spe.org/a-robot-takes-over-the-drilling-floor>. (In Eng).
- Chernikov A.D., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Sboev A.G., Semenova-Chashchina O.K., Fitsner L.K. Application of artificial intelligence methods for identifying and predicting complications in the construction of oil and gas wells: problems and solutions. *Georesursy*, Vol. 22, issue 3, P. 87–96. (In Russ).
- Rakhimov R.R., Zhdaneev O.V., Frolov K.N., Babich M.P. Stuck pipe early detection on extended reach wells using ensemble method of machine learning. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, October 2021. SPE-206516-MS. (In Eng).
- Arkhipov A.I., Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D., Borozdin S.O., Safarova E.A., Seinarov M.R. Data quality analysis of the station of geological and technological researches in recognizing losses and kicks to improve the prediction accuracy of neural network algorithms. *Oil industry*, 2020, issue 8, P. 63–67. (In Russ).
- Othman E.B., Gomes D., Tengku B., Tengku E.B., Meor H., Meor M.H., Yusoff M.H., Arriffin M.F., Rohaizat G. Application of machine learning to augment wellbore geometry-related stuck pipe risk identification in real time. Offshore technology conference Asia, Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia, March 2022. OTC-31695-MS. (In Eng).
- Borozdin S., Dmitrievsky A., Eremin N., Arkhipov A., Sboev A., Chashchina-Semenova O., Fitzner L., Safarova E. Drilling problems forecast system based on neural network. SPE annual Caspian technical conference, 2020. SPE-202546-MS. (In Eng).
- Zhu Qi. Treatment and prevention of stuck pipe based on artificial neural networks analysis. Offshore technology conference Asia, Virtual and Kuala Lumpur, Malaysia, March 2022, OTC-31693-MS. (In Eng).
- Bahlany, Salah, Maharbi, Mohammed, Zakwani, Saud, Busaidi, Faisal, and Ferrante Benvenuti. STEP change in preventing stuck pipe and tight hole events using machine learning. Abu Dhabi international petroleum exhibition & conference, Abu Dhabi, UAE, November 2021, SPE-207823-MS. (In Eng).
- Romberg E., Fisher A., Mazza J., Niedz C., Wehner B., Zhou A. Predicting trouble stages with geomechanical measurements and machine learning: a case study on southern midland basin horizontal completions. SPE annual technical conference and exhibition, Virtual, October 2020, SPE-201699-MS. (In Eng).
- Iversen F.P., Thorogood J.L., Macpherson J.D., Macmillan R.A. Business models and kpis as drivers for drilling automation. Paper presented at the SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK, September 2016, SPE-181047-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Али Валид, аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: walidalali@gubkin.ru

Еремин Николай Александрович, д.т.н., г.н.с., заведующий аналитическим центром экономической политики и безопасности, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Alali Walid, postgraduate student, Gubkin University, Moscow, Russia
Corresponding author: walidalali@gubkin.ru

Eremin Nikolai Alexandrovich, doctor of technical sciences, chief research officer, head of the analytical center for economic policy and security, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia

Сервисная модель интеллектуального управления добычей. Цифровой двойник нефтегазового месторождения на базе AVIST Oil&Gas

Мезенцев А.С., Земцов С.А.

Группа компаний ITPS, Москва, Россия

info@itps-russia.ru

Аннотация

Представлен подход к реализации концепции «Интеллектуальное месторождение», подразумевающий интеграцию данных, а также инструментов интегрированного моделирования, интегрированного планирования, управления потенциалом и смежных ИТ-систем на базе российской платформы AVIST Oil&Gas (Asset Virtualization System Oil&Gas, разработка группы компаний ITPS). Использование решения позволяет создать систему интегрированного моделирования производственных процессов нефтегазового месторождения, открыть доступ к расчетам для широкого круга специалистов и создать систему поддержки принятия управленческих решений, направленных на рост экономической эффективности активов. Подход может быть реализован в формате комплексного ИТ-сервиса, что позволяет предприятиям быстрее и с наименьшими затратами достичь целевых результатов: стабильное выполнение плана, повышение объемов извлекаемого сырья, снижение недоборов и других издержек.

Ключевые слова

интегрированное моделирование, цифровой двойник месторождения, интегрированная модель актива, цифровое нефтегазовое месторождение, центр управления добычей, центр интегрированных операций, цифровизация месторождений

Для цитирования

Мезенцев А.С., Земцов С.А. Сервисная модель интеллектуального управления добычей. Цифровой двойник нефтегазового месторождения на базе AVIST Oil&Gas // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 33–35.

Термину «интеллектуальное месторождение» можно дать разнообразные определения, исходя из производственных задач. «Интеллектуальное месторождение» — это цифровые двойники и методы управления, основанные на экономической целесообразности всех мероприятий, проводимых или планируемых на фонде эксплуатационных и проектируемых объектов промысла. Экономическая эффективность достигается путем создания системы, которая позволяет генерировать успешные бизнес-кейсы на регулярной основе.

За 18 лет работы на нефтегазовом рынке группа компаний ITPS наработала уникальный практический опыт создания подобных систем на малых (менее 30 скважин) и больших (до 1 700 скважин) месторождениях, достигая заданных экономических эффектов. Результатом этой большой работы стала разработка комплексного программного решения AVIST Oil&Gas, с помощью которого предприятие может повысить объемы добычи углеводородов на 1–2 %. Решение позволяет реализовать концепцию «Интеллектуального месторождения», которая обеспечивает повышение производственной и экономической эффективности добывающего актива

за счет совместного использования интегрированной модели актива (цифрового двойника), инструментов интегрированного планирования, модели ограничений и т.д.

Влияние на экономику

Основная задача AVIST Oil&Gas заключается в повышении эффективности использования интегрированной модели (ИМ) в операционной деятельности добывающих активов. Платформа обладает развитыми инструментами поддержки принятия решений в оперативной производственной деятельности, что делает ее незаменимым инструментом для таких подразделений, как Центр управления добычей (ЦУД) или Центр интегрированных операций (ЦИО).

Платформа AVIST Oil&Gas автоматизирует процессы создания, актуализации и адаптации моделей-компонент (модели пласта, флюида, скважин, системы сбора и т.д.). В результате снижаются трудозатраты на поддержку ИМ в актуальном состоянии, повышаются скорость и качество расчетов, влияющих на экономику актива. Например, с помощью цифрового двойника можно дать оценку текущему производственному плану, определить, какие мероприятия необходимы

для его выполнения. Или произвести многовариантные расчеты сценариев добычи для поиска наиболее выгодных с учетом заданных ограничений. Это дает предприятию дополнительные тонны и дополнительную прибыль при той же себестоимости.

Основная задача интегрированной модели — показать «что будет, если...». Каждое мероприятие, каждое изменение технологического режима, ввод/вывод из эксплуатации объектов — все это должно быть полезно для бизнеса и иметь четкое экономическое обоснование. Это касается как мероприятий на стратегическом горизонте, так и корректирующих мер при решении оперативных задач. Обеспечение высокой точности прогнозирования и выполнения планов добычи, повышение эффективности ввода новых скважин, выбор оптимальных сценариев управления разработкой и добычей — это лишь краткий перечень задач, решаемых при помощи цифрового двойника.

Что делает модель цифровым двойником

История разработки AVIST Oil&Gas как основы для использования цифрового двойника неразрывно связана с производственными потребностями нефтегазового рынка.

Внедряя интегрированные модели месторождений, инженеры сталкиваются с необходимостью актуализировать данные, вносить изменения в состав ИМ и обеспечивать доступ к расчетам для смежных специалистов. Ведь управление добычей — это всегда коллективная работа. В ней задействован широкий круг людей, каждый из которых может по-своему представлять себе месторождение и связанную с ним проблематику, согласно своему видению и своим задачам. Цифровой двойник позволяет сформировать единое для всех видение того, что в реальности происходит на месторождении.

Что необходимо для создания цифрового двойника на основе технологии моделирования? Прежде всего, нужно обеспечить централизованный сбор, хранение и обработку больших массивов данных, генерируемых на месторождении. Это может быть множество параметров: 28 тыс. параметров были собраны на газовом месторождении в Узбекистане, 100 тыс. параметров собраны в Ираке. И это сравнительно небольшие цифры. Например, в России есть заводы, которые работают с миллионом параметров. Оснащение месторождений доступными и достоверными средствами сбора данных — одна из сложнейших задач.

Цифровая модель не может быть двойником, если не построена двусторонняя информационная связь с реальными физическими объектами, центрами принятия решений, плановыми и учетными системами. Кроме того, данные модели должны регулярно обновляться на фактические данные, получаемые с систем телеметрии, чтобы в динамике

можно было отслеживать результаты изменений. Ручное наполнение моделей данными — задача практически неосуществимая, особенно если речь идет о крупных месторождениях в несколько сотен скважин. Так возникает потребность в инновационном инструменте, способном автоматизировать эти процессы.

Принцип навигатора

Основная задача ЦУД/ЦИО и других подразделений, использующих в своей деятельности цифровые двойники, — это обеспечение выполнения планов по добыче. Эффект достигается на основании предиктивного управления активом, при котором пути выполнения плана заранее просчитываются на моделях и лишь затем реализуются физически. По схожему принципу работает автомобильный навигатор: нам не нужны карта и компас, мы просто задаем нужный нам адрес — целевой параметр — а дальше система сама прокладывает к нему путь и ищет наиболее короткие маршруты.

При предиктивном управлении промыслом примерно та же картина. Система учитывает входные параметры: бюджет, ресурсы, объемы добычи и т.д. и ищет оптимальный путь управления, чтобы с наименьшими затратами прийти к нужной цели. При этом результаты расчетов визуализируются для широкого круга пользователей.

Традиционно ПО для моделирования доступно только модельерам. Специалисты ЦУД/ЦИО и отделов разработки не работают с ИМ напрямую. Платформа AVIST Oil&Gas помогает решить эту проблему, предоставляя

доступ к информации всем заинтересованным специалистам. Платформа успешно взаимодействует с основными специализированными программными продуктами по учету и моделированию нефтегазодобычи от ведущих отечественных и мировых вендоров. С помощью понятных и удобных интерфейсов результаты расчетов становятся доступными геологам, операторам, инженерам и другим специалистам, заинтересованным в выполнении плана и решении прикладных задач. Доступ для пользователей ранжируется: кто-то может просматривать и вносить изменения в модели, кто-то — только смотреть и т.д.

Интегрированная модель месторождения должна учитывать данные смежных систем. До недавнего времени внедрение столь «всеобъемлющего» инструмента требовало больших трудозатрат и ресурсов, однако сейчас это стало намного проще. ITPS разработала сервисную модель, в рамках которой платформа AVIST Oil&Gas предоставляется в формате комплексного ИТ-сервиса, включающего системы аккумуляции данных, инструменты моделирования и актуализации информации, инструменты для интегрированного планирования и управления потенциалом. Сервисный подход позволяет предприятию в короткие сроки получить всю необходимую функциональность для работы с цифровыми двойниками и выйти на целевые эффекты (рис. 1).

Пошаговый план

Группа компаний ITPS включается в работу над созданием и сопровождением цифрового двойника месторождения на разных

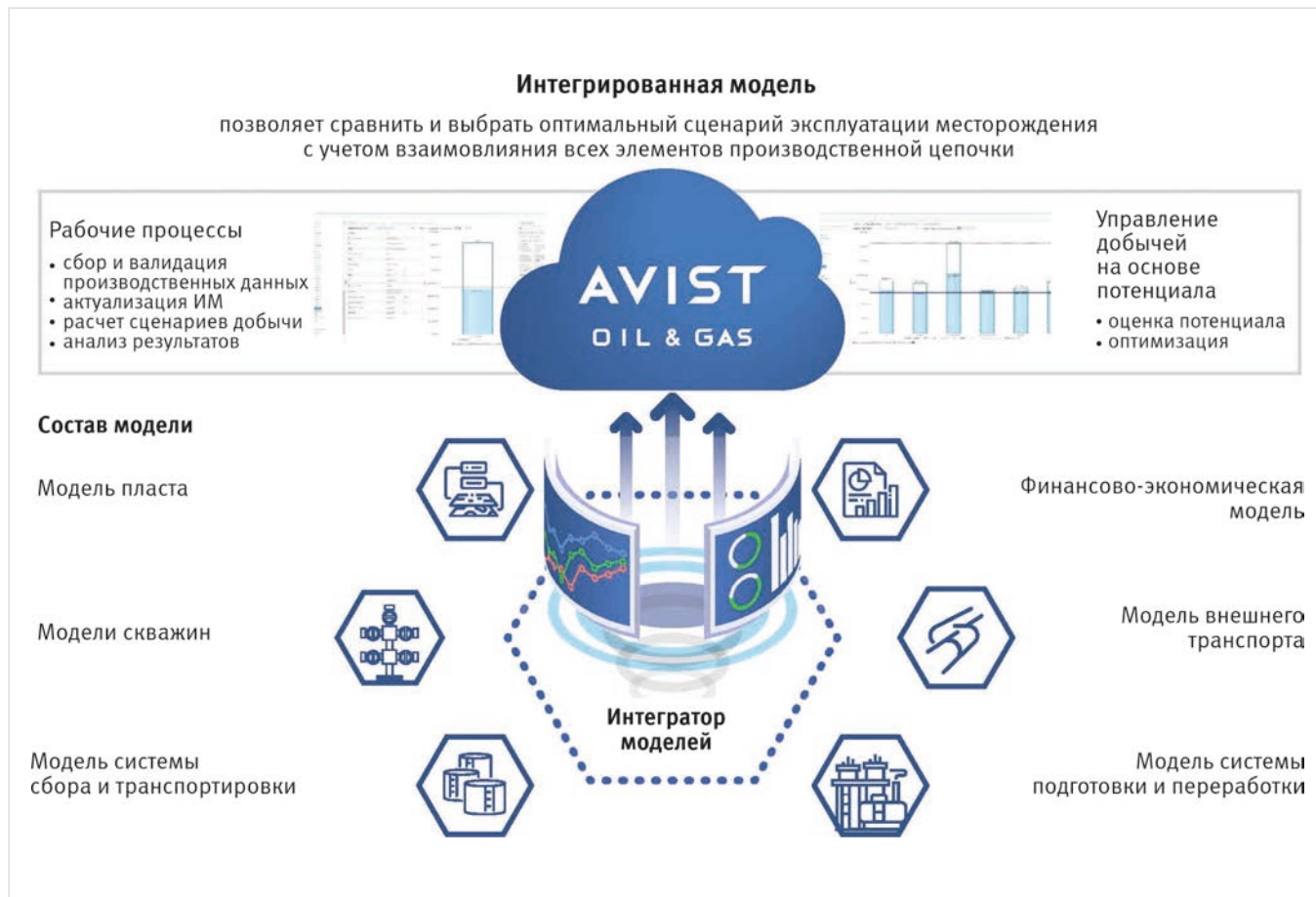


Рис. 1. Сервисная модель интеллектуального управления добычей на базе AVIST Oil&Gas

этапах реализации ИТ-стратегий. Иногда у заказчика есть готовые модели пласта, флюида, системы сбора и т.д. В этом случае перед разработчиками ставится задача по созданию недостающих моделей-компонент и интеграции их в единое решение. Компаниям, которые уже работают с интегрированными моделями, всегда есть куда развиваться: можно существенно снизить трудозатраты при работе инженеров по моделированию с ИМ, повысить точность расчетов, высвободить время для генерации и совместной отработки функциональными группами различных гипотез по повышению эффективности актива. Все это входит в комплекс услуг по обеспечению расчетно-аналитической поддержки процессов управления добычей на основе ИМ.

Руководителям нефтегазовых активов, которые еще только готовятся к внедрению цифровых двойников, мы помогаем сформировать дорожную карту технологических преобразований, основанную на едином видении целевой модели управления и желаемых эффектов. Обычно для достижения цели требуется сделать следующие шаги:

- исключить проблему нехватки информации. Для этого выполняется оценка полноты собираемой информации и ее соответствия задачам интегрированного моделирования. Зачастую предприятиям требуется дооснащение месторождения датчиками. ИМ использует такие данные, как замеры давлений, дебита/приемистости, результаты гидродинамических исследований скважин и т.д.;
- обеспечить консистентность (согласованность) имеющихся плановых, прогнозных и фактических данных, исключить их неправильную интерпретацию. Обычно наведение порядка в данных служит залогом успеха для будущих технологических преобразований — ведь от качества информации зависит качество аналитики;
- создать комплексную автоматизированную ИТ-среду для управления добычей на основе ИМ. Ее можно получить как сервис. Собрать единое решение из моделей-компонент: модели пласта, скважины, флюида, наземной инфраструктуры, системы подготовки и т.д. ИМ также может включать финансово-экономическую модель актива, поскольку все расчеты, выполняемые на двойнике, преследуют цель определить экономические показатели деятельности компании с учетом всех аспектов: планов на различных горизонтах, текущих объемов добычи, установленных сценарных условий и т.д. Конфигурация решения разрабатывается индивидуально для каждого предприятия;

- обеспечить накопление исторических данных и регулярное наполнение цифрового двойника фактической информацией. Обеспечить интеграцию ИМ со смежными системами. Выполнить расчеты на ИМ, включая краткосрочный прогноз добычи, оперативный экономический анализ и экспресс-оценку сценариев реализации набора геолого-технических мероприятий и т.д.

В рамках предлагаемого подхода AVIST Oil&Gas обеспечивает сбор и валидацию производственных данных, актуализацию ИМ, многовариантные сценарные расчеты добычи и анализ результатов расчетов. Цикл обновления данных составляет несколько дней (или 1–2 недели для крупных месторождений). Эта функциональность достаточна для оценки экономической эффективности актива и реализации методик интеллектуального управления на среднем и оперативном горизонте (до 90 дней). Впрочем, использовать ИМ для долгосрочного планирования тоже можно и нужно, ведь вопрос не в том, как больше добывать здесь и сейчас, а в том, как реализовать весь потенциал месторождения.

В качестве пилотного участка для внедрения ИМ мы обычно советуем выбирать наиболее проблемный, потому что именно производственная проблема лежит в основе цифровизации. Решая конкретные производственные задачи и закрывая «узкие» места, мы позволяем цифровым решениям раскрыть себя наиболее ярко. Обычно пилотные проекты включают в себя все вышеуказанные шаги и закладывают «направляющие» для дальнейшего тиражирования решения на другие участки месторождения.

Представленный подход позволяет значительно повысить эффективность использования цифровых двойников и сделать их действительно полезным инструментом, служащим для поддержки управленческих решений. Конечно, идти по пути цифровизации нефтегазовым компаниям непросто. Но мы знаем, как правильно «войти» в цифровизацию. Совместно с заказчиком мы анализируем проблемы и сложности, с которыми он сталкивается: угрозы неисполнения плана добычи, неэффективно проведенные мероприятия и инвестиции, ошибки в планировании и т.д. Обычно наши партнеры выходят на первые бизнес-эффекты в течение 6–8 месяцев, а целиком проект окупается, как правило, за год. С нашей помощью они быстрее приходят к единому видению целевой модели управления и пониманию того, как нужно выстроить взаимодействие подразделений на основе данных.

Литература

1. Тихомиров Л.И., Камалов Р.И., Овчинников А.С., Крохалев А.С. Как запустить конвейер успешных бизнес-кейсов. Цифровой двойник месторождения на российской платформе AVIST Oil&Gas // Газовая промышленность. 2022. № 3. С. 38–41.
2. Тихомиров Л.И., Мезенцев А.С., Земцов С.А. Цифровые двойники месторождений. Зачем они нужны и как с ними работать? // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 2. С. 14–18.
3. Тихомиров Л.И., Мезенцев А.С., Земцов С.А. Цифровые инструменты для «Интеллектуального месторождения». Как обогнать конкурентов в новой экономической реальности при помощи AVIST Oil&Gas // Нефтегазовая вертикаль. 2021. № 13–14. С. 96–99.
4. Компьютерные модели и моделирование. Цифровые двойники изделий. Общие положения. ГОСТ Р 57700.37-2021. М.: Российский институт стандартизации, 2021. 14 с.

ITPS (Information Technology Professional Solutions) — ведущий комплексный

ИТ-партнер крупнейших нефтегазовых и промышленных компаний, российский разработчик собственных решений (интеграционная платформа AVIST Oil&Gas), решений на базе современного отечественного и зарубежного ПО и продуктов ведущих вендоров. Более 18 лет ITPS успешно реализует масштабные стратегические проекты в области цифровой трансформации для нефтегазовых и нефтесервисных компаний, предприятий металлургии, горнодобывающей, химической и нефтехимической отрасли. Проектная география охватывает более 20 стран мира.



115035, Россия, г. Москва,
Бизнес-центр «Central City Tower»,
Овчинниковская наб.,
д. 20, стр. 1, эт. 7

+7 (495) 660-81-81

info@itps-russia.ru
www.itps.com

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Мезенцев Алексей Сергеевич, директор по продуктам, дирекция по продуктам ITPS, Москва, Россия
Для контактов: amezentsev@itps.com

Земцов Сергей Алексеевич, менеджер продукта, дирекция по продуктам ITPS, Москва, Россия
Для контактов: szemtsov@itps-russia.ru

Опыт применения автономных устройств контроля притока

Зюев Е.С.¹, Давыдов А.А.¹, Опарин И.А.², Малофеев М.В.², Корнилов Е.Ю.²

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия
eszyuzev@tnc.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время на месторождениях Восточной Сибири в условиях инфраструктурных ограничений остро стоит проблема утилизации попутного газа, а также прорывного газа газовых шапок, добываемого при разработке нефти тонких нефтяных оторочек. Одним из способов ограничения добычи газа при разработке нефтяных оторочек является использование автономных устройств контроля притока (АУКП) при заканчивании скважины. На Среднеботуобинском месторождении, расположенном в Восточной Сибири, проведены успешные опытно-промышленные работы по применению автономных устройств контроля притока и начато полномасштабное тиражирование в рамках разработки тонкой нефтяной оторочки ботуобинского горизонта.

Материалы и методы

В рамках ОПР реализовано 4 скважины с АУКП. По результатам начато полномасштабное тиражирование. Для дизайна заканчивания разработан инструмент расстановки количества АУКП в каждом сегменте скважины в зависимости от геологических и технологических условий.

Ключевые слова

автономное устройство контроля притока, конусообразование, прорыв газа, газовый фактор, накопленная добыча нефти, Восточная Сибирь, ботуобинский горизонт

Для цитирования

Зюев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40

Поступила в редакцию: 17.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Autonomous inflow control devices usage experience

Ziuzev E.S.¹, Davydov A.A.¹, Oparin I.A.², Malofeev M.V.², Kornilov E.Y.²

¹“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia, ²“Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia
eszyuzev@tnc.rosneft.ru

Abstract

Currently, in the Eastern Siberia oil fields, in the conditions of infrastructural restrictions, the simultaneously produced gas utilization problem, as well as breakthrough of gas caps extracted during the oil rims development, is acute. One of the ways to limit gas production during the oil rims development is the autonomous monitoring devices (AICD) usage at the completion of the well. At the Srednebotuobinskoye field, located in Eastern Siberia, successful work was carried out on the autonomous inflow control devices usage and full-scale replication began as part of the thin oil rim development of the Botuobin horizon.

Materials and methods

As part of the pilot project, 4 wells with AICD were implemented. Based on the results, full-scale replication has begun. For the completion design, a tool has been developed for arranging the amount of AICD in each segment of the well, depending on the geological and technological conditions.

Keywords

autonomous inflow control device, AICD, cone formation, gas breakthrough, gas factor, accumulated oil production, Eastern Siberia, Botuobinsky horizon

For citation

Ziuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Y. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-36-40

Received: 17.02.2023

Предпосылки применения АУКП

Среднеботуобинское месторождение открыто в 1970 г. Геологические запасы нефти оцениваются в 700 млн т и разделены примерно поровну между терригенными отложениями ботуобинского горизонта и карбонатными осинского горизонта. Более 60 % запасов нефти ботуобинского горизонта контактные и приурочены к тонкой нефтяной оторочке. Промышленная эксплуатация ботуобинского горизонта ведется с 2013 г.,

со времени ввода в эксплуатацию трубопроводной системы «Восточная Сибирь — Тихий океан» (ВСТО).

Терригенные отложения ботуобинского горизонта формировались в пребрежно-морских условиях и характеризуются высокой латеральной и вертикальной выдержанностью и связанностью. Литологические барьеры на границах газ-нефть-вода отсутствуют. Средняя проницаемость пласта более 300 мД. Хорошая связанность и повышенные

фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) в совокупности создают благоприятные условия для прорывов газа к добывающим скважинам. Толщина нефтяной оторочки в подгазовой зоне изменяется плавно в западном направлении от 18 до 0 м. Данное строение обусловлено наклонным водонефтяным контактом в юго-западном направлении и горизонтальным газонефтяным контактом.

Согласно принятым проектным решениям, месторождение разрабатывается

горизонтальными и многозабойными скважинами на щадящем режиме с ограничением целевой депрессии на пласт 5 атм. На текущем этапе разработки ботубинского горизонта (по состоянию на 4 квартал 2022 г.) нефтенасыщенные толщины свыше 8 м уже разбурены эксплуатационным фондом. Ковер эксплуатационного бурения сосредоточен в краевых частях залежи с нефтяной оторочкой мощностью 4–8 м с обширной газовой шапкой.

Основным вызовом на месторождении стала избыточная добыча попутного нефтяного газа и газа газовой шапки, который в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией. Для ограничения добычи газа последовательно в течение предшествующих нескольких лет предпринимались следующие инженерные решения:

- увеличение длины горизонтального участка скважин с 300 до 1 250 м;
- оптимизация стратегии проводки горизонтальных скважин (ГС) на максимальном удалении от газонефтяного контакта (нижняя 1/3 ННТ);
- ограничение целевой депрессии на пласт на уровне 5 атм. Оптимизация позволяет отсрочить конусообразование, предотвращая стремительный прорыв газа в первые месяцы эксплуатации;
- переход с горизонтальных скважин на многозабойные типа Fishbone с горизонтальным участком проектной длиной 4 850 м и постепенным увеличением длины вплоть до 10 162 м в скважине типа «Березовый лист»;
- обратная закачка газа в газовую шапку;
- организация системы ППД в подгазовой зоне;
- периодические остановки скважин для расформирования конуса газа;
- применение автономных устройств притока (АУКП).

Теоретические основы работы АУКП

Доказано, что внедрение технологии устройства контроля притока (УКП) значительно увеличивает извлекаемые запасы нефти. УКП обеспечивает контролируемый перепад давления, который зависит от расхода, что ограничивает зоны с высокой производительностью и, таким образом, стимулирует зоны с низкой производительностью, что приводит к улучшенной очистке скважины, снижающей эффект повреждения пласта, вызванного бурением скважины, выравниванию потока вдоль траектории скважины [4].

Устройства контроля притока (УКП) делятся на несколько типов: лабиринтные, спиральные, штуцерные, диодные, левитирующий диск, пилотная трубка. В общем смысле УКП по типу они подразделяются на пассивные, регулируемые и автономные. Отличие их заключается в том, что пассивные создают постоянное ограничение потока, регулируемые (или активные) – управляются с поверхности, автономные – меняют сопротивление в зависимости от типа проходящего флюида [2, 5]. Одними из первых пассивные УКП применили в 1994 году на нефтегазовом месторождении Тролль в Норвегии [1].

На Среднеботубинском месторождении применяются автономные устройства контроля притока (АУКП) типа «левитирующий диск». Устройства состоят из корпуса с небольшим входным отверстием 2,5 мм, крышки и плавающего диска, который реагирует на изменения потока флюида, создавая

дополнительные перепады давления, способствуя снижению пропускной способности устройства и, как следствие, задержке конусообразования (рис. 1).

Принцип действия основан на законе Бернулли, который определяет зависимость между скоростью стационарного потока жидкости и ее давлением. Согласно этому закону, если по мере течения давление жидкости повышается, то скорость течения убывает, и наоборот.

Устройство ограничивает приток менее вязких флюидов. Когда поток газа и воды проходит через устройство, давление на стороне диска, контактирующей с потоком, будет ниже ввиду более высокой скорости газа. Суммарная сила, действующая на диск, переместит его в сторону впуска и уменьшит зону притока и, таким образом, сам приток. При потоке высокой вязкости потери давления на трение повышаются, а восстановление динамического давления уменьшается. Давление на обратную сторону диска будет понижаться вследствие уменьшения силы, действующей на диск в направлении впуска. В результате диск будет перемещен от впуска и области притока, а сам приток увеличится.

Для аналитического расчета гидравлического сопротивления течению флюидов через устройство АУКП необходимо вычислить перепад давления, который определяется по формуле:

$$\Delta P = f(\rho, \mu) \times a_{AICD} \times q^x, \quad (1)$$

где $f(\rho, \mu)$ – аналитическая плотность смеси и вязкости; a_{AICD} – показатель «силы», определяемый по стендовым испытаниям; q – объемный приток смеси через устройство; x – константа типа АУКП, определяемая по стендовым испытаниям.

Функция $f(\rho, \mu)$ определяется как:

$$f(\rho, \mu) = \left(\frac{\rho_{mix}}{\rho_{cal}} \right) \times \left(\frac{\mu_{cal}}{\mu_{mix}} \right)^y, \quad (2)$$

где ρ_{mix} – плотность смеси; μ_{mix} – вязкость смеси; ρ_{cal} – калибровочная плотность, обычно принимается равной 1; μ_{cal} – калибровочная вязкость, обычно принимается равной 1; y – вводимая пользователем константа, определяемая по стендовым испытаниям.

Плотность смеси и вязкости определяется следующим образом:

$$\rho_{mix} = \alpha_{oil} \rho_{mix} + \alpha_{water} \rho_{water} + \alpha_{gas} \rho_{gas} \quad (3)$$

$$\mu_{mix} = \alpha_{oil} \mu_{mix} + \alpha_{water} \mu_{water} + \alpha_{gas} \mu_{gas} \quad (4)$$

где α – объемное содержание каждой фазы; ρ – плотность каждого флюида.

Функция АУКП

Для различных нефтяных месторождений задается разная конфигурация устройств АУКП. Константы модели x , y , a_{AICD} зависят от конфигурации устройства и свойств флюида и определяются в рамках настройки функции АУКП на экспериментальные данные.

Стендовые испытания

Стендовые испытания проводятся для оценки работы, подтверждение работоспособности и гидравлических характеристик устройств контроля притока с диаметрами входного отверстия 2,5 и 5 мм. Оптимальный диаметр входного отверстия подбирается

в заводских условиях при прохождении различных флюидов через клапан (вода, жидкость на углеводородной основе – аналог нефти, азот). Испытания проводятся в условиях, приближенных к скважинным условиям Среднеботубинского месторождения. В испытаниях применялись жидкость на углеводородной основе – аналог пластовой нефти вязкостью 6,5 сП и сжатый газ (азот) вязкостью 0,02 сП.

В ходе стендовых испытаний использовался однофазный поток синтетической нефти, газа и двухфазный поток нефти и азота. Тестирование однофазного потока азота проводилось в начале испытаний до закачки в систему нефти. Далее производится тестирование в режиме смешанного двухфазного потока, начиная с объемной доли газа 25, 50, 75 %. В данном режиме регистрируется дросселирующая способность АУКП в зависимости от притока нежелательного флюида (газа). Отмечается снижение пропускной способности при увеличении доли газа в потоке. Объектом испытания были автономные устройства контроля притока с диаметром отверстия 2,5 и 5 мм (рис. 2).

По результатам двухфазных тестов в системе «нефть-газ» отмечается, что АУКП 2,5 мм обладают достаточной пропускной способностью для обеспечения ожидаемых запусковых дебитов, при этом показывают более высокую штуцерирующую способность газа.

Дизайн заканчивания

Многозабойные скважины (МЗС) на Среднеботубинском месторождении реализуются по технологии TAML-2: обсаженный основной ствол и необсаженные боковые стволы. Для установки АУКП важно разделить скважину на ряд изолированных друг от друга сегментов, особенно в случае различных коэффициентов проницаемости или насыщенности в разных интервалах скважин. В этом случае компоновка хвостовика представляет собой глухие трубы, разобоченные на сегменты нефтенабухающими пакерами (ПНН), позволяющими сегментировать заколонное пространство и исключить перетоки флюидов между сегментами [7]. Один сегмент включает в себя часть основного ствола и боковой ствол. АУКП в многозабойных скважинах размещаются в основном стволе, так что на один сегмент приходится небольшая длина основного ствола (100–150 м) и один боковой ствол длиной до 500 м (рис. 3). Непосредственно сами устройства контроля притока снаружи закрыты противопесочными фильтрами, что является общепринятой практикой [3].

Основными задачами подбора оптимальной конструкции хвостовика скважины является определение границ, размеров и количества секций, и расчет количества устройств в каждой секции, исходя из ее продуктивности.

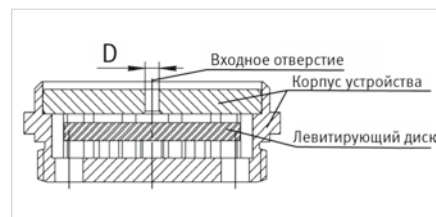


Рис. 1. Конструкция АУКП типа «левитирующий диск». Вид в разрезе
Fig. 1. AICD design of the “levitating disk” type. Split view

Для каждого сегмента скважины производится построение индикаторной кривой, рассчитанной по уравнению притока в горизонтальную скважину [6], по формуле Джоши. Точка пересечения индикаторной кривой и функций АУКП является решением определения дебита сегмента (рис. 4). Из графика видно, что каждое следующее устройство дает меньший прирост, и задача состоит в том, чтобы найти оптимальное количество АУКП в сегменте. Следует учитывать, что избыточное количество АУКП приводит к снижению эффективности штудирования нежелательного флюида по причине уменьшения перепада давления, которое в данном случае может стремиться к нулю. Применение статического модуля для расчета количества устройств контроля притока позволяет снизить капитальные затраты на строительство скважин в среднем на 2,4 %. Экономический расчет основывается на разнице количества спускаемых АУКП с равномерной расстановкой и количества спускаемых устройств, рассчитанных с помощью статического модуля.

Оптимальное количество АУКП подбирается в зависимости от режимов эксплуатации скважин:

- неограничение потенциального дебита скважины при заданной депрессии на пласт;

- посегментное выравнивание профиля притока для исключения конусообразования.

В первом случае подбирается такое количество АУКП на сегмент, которое не будет ограничивать течение однородного флюида (нефти) при заданных технологических параметрах работы скважины. Как правило, применяется для многозабойных скважин.

Во втором случае производится расчет, так чтобы стандартное отклонение перепада давления по всем сегментам было минимальным. Расчет выполняется итерационным способом перебора вариантов количества АУКП на сегмент по формуле:

$$P = \min \left(\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (\delta P_i - \overline{\delta P})^2}{n}} \right), \quad (5)$$

где δP_i — перепад давления на каждом сегменте при заданном количестве АУКП; $\overline{\delta P}$ — средний перепад давления по сегментам при заданной расстановке АУКП; n — количество сегментов.

В рамках работы на Среднеботубинском месторождении расчеты выполняются на модуле, созданном в Excel на VBA. Входными параметрами являются: плановые запускные показатели, согласно анализу запускных ГТМ (стартовый дебит, целевая депрессия),

свойства флюидов, данные инклинометрии и интерпретации ГИС по горизонтальной секции (в частности литология и абсолютная проницаемость), интервалы расстановки нефтенасыщенных пакеров, используемых для разделения сегментов скважины, точки срезов на МЗС. Результатом расчета является рекомендуемое количество устройств на каждый сегмент скважины (табл. 1).

Опытно-промышленные работы

На Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении 80 % процентов запущенного фонда в газонефтяной зоне (ГНВЗ), сосредоточенных в нефтенасыщенных толщинах 4–6 м, имеют стремительный прорыв газа в начальный период времени. Накопленная добыча нефти на момент наступления критического ГФ 3 000 м³/т не превышает 6–8 тыс. т.

В 2019 г. была начата реализация опытно-промышленных работ (ОПР) по опробованию АУКП. Реализовано две ГС и две МЗС типа Fishbone с семью боковыми стволами. Расстановка устройств была равномерной в каждый сегмент. В качестве критериев успешности были выбраны два показателя: непревышение газового фактора (ГФ) выше 3 000 м³/т и увеличение накопленной добычи относительно соседних скважин без АУКП.

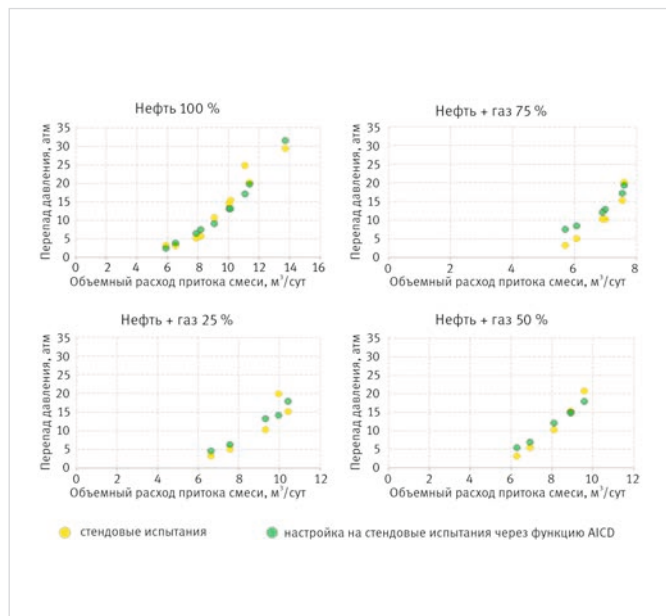


Рис. 2. Результаты стендовых испытаний АУКП
Fig. 2. Results of AICD bench tests

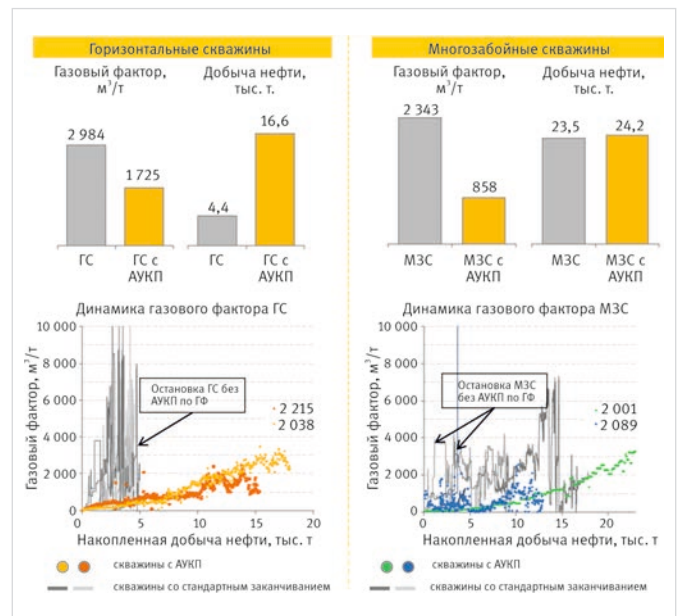


Рис. 5. Эффективность технологии АУКП в рамках ОПР
Fig. 5. The effectiveness of the AICD technology of pilot operations

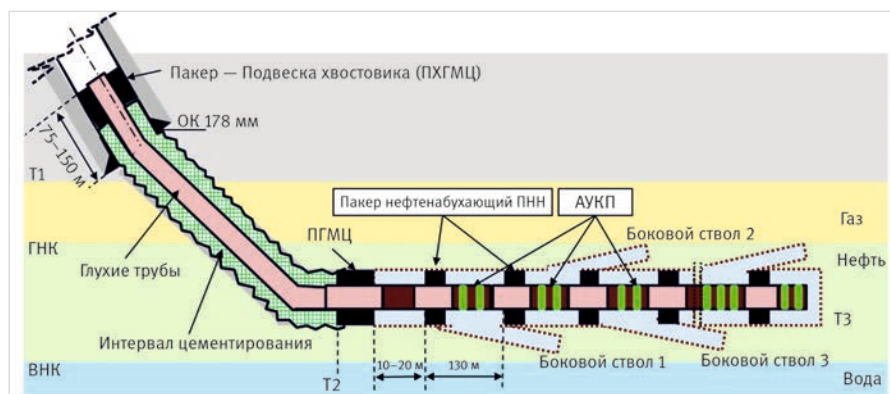


Рис. 3. Конструкция хвостовика с АУКП в МЗС
Fig. 3. Multilateral well AICD design

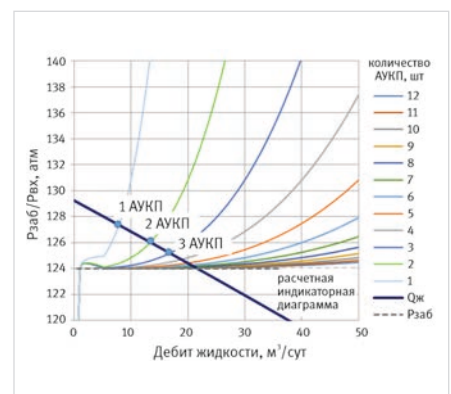


Рис. 4. Кривые расхода жидкости через АУКП
Fig. 4. Liquid flow through the AICD

Табл. 1. Пример расчета количества АУКП
 Tab. 1. Example of calculating the number of AICD

Номер сегмента	Основной ствол		Боковые стволы		С АУКП			Потенциал Qж без АУКП, м³/сут	Потери Qж на АУКП, м³/сут
	Эффективная длина, м	Проницаемость, мД	Эффективная длина, м	Проницаемость, мД	Дебит жидкости с АУКП, м³/сут	Перепад давления на АУКП, атм	Количество АУКП		
1	149	12	328	9	2	0,33	1	2	0
2	147	152	647	211	17	2,18	4	27	10
3	152	170	465	210	14	1,24	4	22	8
4	142	91	600	127	12	1,6	3	18	7
5	142	73	422	84	9	0,97	3	11	2
6	147	92	329	82	10	0,65	4	10	0
7	152	65	465	120	11	0,85	4	14	3
8	326	94	0	0	7	0,51	3	7	0
Сумма					82		26	111	30

По итогам реализации ОПР в течение 2 лет газовый фактор в горизонтальных скважинах с АУКП почти на 40 % меньше, чем в скважинах окружения, при этом накопленная добыча в 4 раза больше. Газовый фактор в многозабойных скважинах снизился на 70 %, а накопленная добыча нефти оказалась практически неизменной, относительно скважин без АУКП (рис. 5).

За 2 года скважины с АУКП показывают лучшую добычу в ГС на 227 %, в МЗС снижение ГФ более чем в 2,7 раза. В рамках ОПР эффективность АУКП подтверждена.

Масштабирование

В 2022 г. по результатам опытно-промышленных работ начато тиражирование на СБНГКМ. По состоянию на 11.2022 спущено 12 компоновок заканчивания, рассчитанных по модулю статического расчета количества АУКП. Согласно расчетам, исходя из запусковых показателей и геологических условий, количество устройств на сегмент составило от 2 до 5 шт.

Для оценки эффективности скважины с регуляторами АУКП разделены по 4 зонам в зависимости от местоположения скважин в продуктивном пласте (рис. 6). Как видно из графиков зависимости ГФ от накопленной добычи нефти, скважины с АУКП по газовому фактору работают лучше, чем скважины окружения в сопоставимых геологических условиях. Скважины, оборудованные АУКП, продолжают работать без остановок, тогда как скважины окружения переводятся в периодический режим эксплуатации.

Реализуемые в рамках полного масштабирования АУКП конструктивно включают в себя инжекционный клапан и двухпозиционную сдвижную муфту (SSD), которая позволяет открывать/перекрывать приток через фильтр с АУКП. Муфта имеет профиль зацепления, позволяющий с помощью специального ключа на ГНКТ провести полное закрытие и открытие устройства.

Операция по закрытию сдвижной муфты проведена на одной из скважин с режимом обводненности после запуска (рис. 7). После закрытия муфты и изоляции обводненность боковых стволов обводненность снизилась до показателей, сопоставимых на начало запуска скважины.

В условиях обширной газовой шапки применение АУКП для разработки тонких

нефтяных оторочек типа «левитирующий диск» показала свою эффективность. Технология применения автономных устройств контроля притока позволяет эксплуатировать скважины в низких ННТ на стабильном режиме без быстрого прорыва газа.

Применение статического модуля для расчета количества устройств контроля притока позволяет снизить капитальные затраты на строительство скважин в среднем

на 2,4 %. Экономический расчет основывается на разнице количества спускаемых АУКП с равномерной расстановкой и количества спускаемых устройств, рассчитанных с помощью статического модуля.

Итоги

В рамках ОПР в 2017 г. произведены спуски четырех компоновок с АУКП: две в горизонтальные скважины и две в многозабойные.

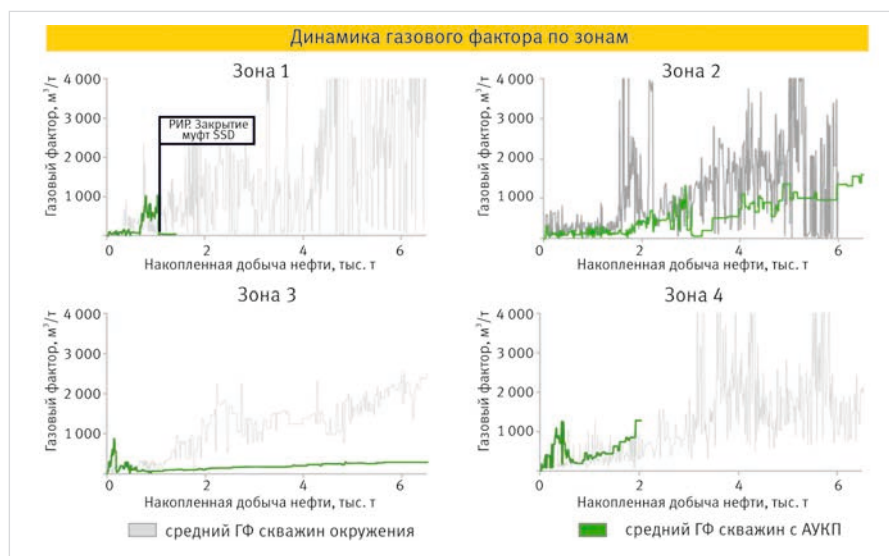


Рис. 6. Эффективность технологии АУКП в рамках масштабирования
 Fig. 6. Efficiency of AICD technology in scaling

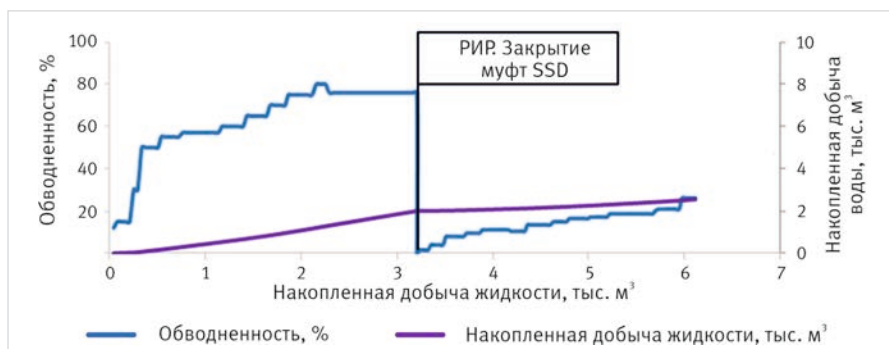


Рис. 7. Пример закрытия сдвижной муфты SSD
 Fig. 7. Example of closing the SSD

В течение 2 лет газовый фактор в горизонтальных скважинах с АУКП почти на 40 % меньше, чем в скважинах окружения, при этом накопленная добыча в 4 раза больше, многозбойные скважины с АУКП показывают снижение ГФ более чем в 2,7 раза при сопоставимой накопленной добыче. В скважинах с АУКП, запущенных в рамках тиражирования в 2022 г., отмечается снижение газового фактора до 2 раз.

Выводы

После удачного проведения ОПР на скважинах разного типа заканчивания принято решение о тиражировании технологий заканчивания АУКП.

Для его реализации в 2022 г. разработано автоматизированное решение для аналитического подбора необходимого количества УКП на скважину.

В рамках возможной модернизации и увеличения эффективности технологии заканчивания спущена компоновка с инжекционным клапаном и двухпозиционной сдвижной муфтой (SSD). Проведена успешная операция по

закрытию сдвижной муфты в скважине для изоляции притока нецелевого флюида. Данная технология рекомендуется для разработки нефтяных оторочек.

Литература

1. Brekke K., Lien S.C. New simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin zone. SPE Drilling and Completion, 1994, Vol. 9, issue 3, P. 205–209. (In Eng).
2. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced Wells: A Comprehensive Approach to the Selection between Passive and Active Inflow Control Completions. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2008, IPTC-12145-MS. (In Eng).
3. Helmy M.W., Veselka A., Benish T., Yeh C., Asmann M., Yeager D., Martin B., Barry M. Application of new technology in the completion of ERD wells, Sakhalin-1 development. SPE Russian oil

& gas technical conference and exhibition, Moscow, 2006, Vol. 2, P. 892–903. (In Eng).

4. Moen T., Asheim H. Inflow control device and near-wellbore interaction. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112471. (In Eng).
5. Семенов А.А., Исламов Р.А., Нухаев М.Т. Дизайн устройств пассивного контроля притока на Ванкорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2009. № 11. С. 20–23.
6. Антоненко Д.А., Мурдыгин Р.В., Хатмуллина Е.И., Амирян С.Л. Оценка эффективности применения оборудования для контроля притока в горизонтальных скважинах // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 84–87.
7. Нухаев М.Т., Журавлев О., Щелушкин Р., Андрианов О. Особенности оборудования для строительства горизонтальных скважин // Neftagaz.RU. 2014. № 4. С. 20–24.

ENGLISH

Results

As part of the pilot project in 2017 descent of four assembly AICD: two into horizontal wells and two into multilateral wells. Within 2 years, the gas factor in horizontal wells with AUCD is almost 40 % less than in the environment wells, while the cumulative production is 4 times higher, multilateral wells with AICD show a decrease in gas factor by more than 2,7 times with comparable cumulative production. In wells with AICD launched as part of replication in 2022, there is a decrease in gas factor by up to 2 times.

References

1. Brekke K., Lien S.C. New simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin zone. SPE Drilling and Completion, 1994, Vol. 9, issue 3, P. 205–209. (In Eng).
2. Al-Khelaiwi F.T., Birchenko V.M., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced Wells: A Comprehensive Approach to the Selection between Passive and Active Inflow Control Completions. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 2008, IPTC-12145-MS. (In Eng).
3. Helmy M.W., Veselka A., Benish T., Yeh C., Asmann M., Yeager D., Martin B., Barry M. Application of new technology in the completion of ERD wells, Sakhalin-1 development. SPE Russian oil & gas technical conference and exhibition, Moscow, 2006, Vol. 2, P. 892–903. (In Eng).
4. Moen T., Asheim H. Inflow control device and near-wellbore interaction. International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 2008, SPE-112471. (In Eng).

Conclusion

After a successful pilot work on wells of various types of completion, a decision was made to replicate the AICD completion technologies. For its implementation in 2022, an automated solution has been developed for the analytical selection of the required amount of ICD per well. As part of a possible modernization and increase in the efficiency of the completion technology, an assembly with an injection valve and a two-position sliding sleeve (SSD) was run. A successful operation was performed to close the sliding sleeve in the well to isolate the influx of non-target fluid. This technology is recommended for the development of oil rims.

5. Semenov A.A., Islamov R.A., Nukhaev M.T. Design of passive inflow control devices at the Vankorskoye field. Oil industry, 2009, issue 11, P. 20–23. (In Russ).
6. Antonenko D.A., Murdygin R.V., Khatmullina E.I., Amiryani S.L. Evaluation of the effectiveness of equipment for inflow control in horizontal wells. Oil industry, 2007, issue 11, P. 84–87. (In Russ)..
7. Nukhaev M., Zhuravlev O., Shchelushkin R., Andrianov O. Features of equipment for the construction of horizontal wells. Neftagaz. RU, 2014, issue 4, P. 20–24. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зюев Евгений Сергеевич, эксперт управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: eszyuzev@tnnc.rosneft.ru

Ziuzev Evgeniy Sergeyeovich, expert of the department of geology and development Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: eszyuzev@tnnc.rosneft.ru

Давыдов Артем Александрович, главный специалист управления по геологии и разработке месторождений новых активов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Davydov Artem Alexandrovich, chief specialist of the department of geology and development of new assets, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Опарин Иван Александрович, начальник управления геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Oparin Ivan Alexandrovich, head of department geological support of well drilling, “Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Малофеев Михаил Викторович, начальник отдела управления геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Malofeev Mikhail Viktorovich, chief manager of department of geological support of well drilling, “Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Корнилов Евгений Юрьевич, ведущий специалист управления геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Kornilov Evgeniy Yurievich, leading specialist of department of geological support of well drilling, “Taas-Yuryakh neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия

Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Захаренко В.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Работа посвящена исследованию влияния гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП) на численную оценку эффективности водогазового воздействия на моделях различного масштаба: одномерная модель керновой колонки (оценка влияния гистерезиса ОФП на качество адаптации модели на результаты потоковых экспериментов на керновых колонках в условиях отсутствия гравитации), двумерная синтетическая модель двух скважин (оценка влияния гистерезиса ОФП на величину дополнительной добычи нефти в условиях наличия гравитации), трехмерная полномасштабная модель месторождения (оценка влияния гистерезиса ОФП на эффективность водогазового воздействия).

Материалы и методы

Материалы: результаты керновых экспериментов по вытеснению нефти оторочками газа и воды.
Методы: численное моделирование с использованием гидродинамического симулятора Eclipse 300.

Ключевые слова

гистерезис ОФП, смесимость нефти и газа, эффективность ВГВ

Для цитирования

Кобяшев А.В., Пятков А.А., Дубровин А.В., Захаренко В.А. Влияние гистерезиса относительных фазовых проницаемостей на численную оценку эффективности водогазового воздействия // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 41–45. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-41-45

Поступила в редакцию: 22.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

The influence of the hysteresis relative permeability on the numerical estimate of the effectiveness of water-alternating-gas injection

Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Dubrovin A.V., Zakharenko V.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The work is devoted to the study of the effect of the hysteresis of relative permeability on the numerical evaluation of the effectiveness of water-alternating-gas (WAG) effects on models of various scales: a one-dimensional model of the core column (evaluation of the effect of the hysteresis of the core column on the quality of model adaptation to the results of flow experiments on core columns in the absence of gravity), a two-dimensional synthetic model of two wells (evaluation of the effect of hysteresis relative permeability for the amount of additional oil production in the presence of gravity), three-dimensional full-scale model of the deposit (evaluation of the effect of the hysteresis relative permeability on the efficiency of the WAG).

Materials and methods

Materials: results of core experiments on oil displacement by gas and water fringes.
Methods: numerical simulation using the Eclipse 300 hydrodynamic simulator.

Keywords

hysteresis relative permeability, oil and gas miscibility, efficiency of WAG

For citation

Kobyashev A.V., Pyatkov A.A., Dubrovin A.V., Zakharenko V.A. The influence of the hysteresis relative permeability on the numerical estimate of the effectiveness of water-alternating-gas injection. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 41–45. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-41-45

Received: 22.02.2023

Введение

Закачка газа является одним из эффективных методов повышения нефтеотдачи. Существует два основных подхода к реализации закачки газа: продолжительная закачка газа и водогазовое воздействие (ВГВ), которое подразумевает попеременную закачку воды и газа. Данный метод увеличения

нефтеотдачи теоретически обладает большей эффективностью, чем непрерывная закачка газа, так как позволяет стабилизировать фронт вытеснения и тем самым повысить охват вытеснением на макроуровне [1]. В среднем прирост нефтеотдачи от применения ВГВ составляет 5–10 % (в некоторых случаях до 20 %) [2]. Величина эффекта зависит

от режима смесимости нефти и газа, достигаемого в пласте. Закачка несмешивающегося газа обычно менее эффективна, чем смешивающегося [3].

В процессе реализации ВГВ возможны случаи снижения приемистости воды. Например, в работе [4] на основе данных 19 лабораторных экспериментов показано снижение

приемистости воды в 3,5 раза после закачки в образец оторочки жирного газа. Снижение приемистости воды может стать ключевым фактором, определяющим экономическую эффективность применения технологии ВГВ. В работе [5] авторы выделяют следующие основные факторы, приводящие к снижению приемистости воды: снижение ОФП по воде из-за присутствия в потоке третьей фазы, проявление эффекта гистерезиса ОФП, появление захваченного газа после цикла закачки газа, изменение краевого угла смачиваемости. Эксперименты на керне не позволяют выделить фактор, оказывающий решающее влияние на степень снижения приемистости воды.

Наиболее распространенным приемом моделирования изменения приемистости воды в процессе численной оценки эффективности ВГВ является использование модели трехфазного гистерезиса [6–8].

Целью работы является исследование влияния гистерезиса ОФП на численную оценку эффективности ВГВ.

Результаты экспериментов на керновых колонках

В рамках работ по технико-экономическому обоснованию применения технологии ВГВ на одном из месторождений Восточной Сибири был выполнен эксперимент по вытеснению нефти оторочками воды и газа на составной керновой колонке средней проницаемостью 100 мД. В качестве агентов вытеснения выступали: пластовая вода (вязкость 2,25 мПа·с, минерализация 400 г/л), попутный газ (C1 – 77,9 моль %, C2–C4 – 20,7 моль %). Содержание в газе вытеснения средних компонент C2–C4 ~ 21 моль % приводит к возникновению режима частичной смесимости нефти и газа [9]. Основные параметры рекомбинированной нефти: плотность – 744 кг/м³, вязкость – 2,36 мПа·с, газосодержание – 145 м³/м³. Эксперимент проводился при вертикальной ориентации керновой колонки для исключения эффекта гравитационного разделения флюидов [10].

В таблице 1 представлены основные результаты эксперимента: прирост Квыт относительно базового значения Квыт по воде (Квыт по воде – 0,428 д. ед.), рост перепада давления по воде в циклах ВГВ относительно перепада давления, полученного в ходе базового заводнения.

Финальный прирост Квыт от ВГВ составил 0,183 д. ед. Рост перепада давления в циклах ВГВ в процессе закачки воды составил от 1,4 до 4,5 раз.

Результаты численных экспериментов

В качестве инструмента моделирования использовался коммерческий программный продукт Eclipse 300. Было выполнено 3 серии численных экспериментов: адаптация модели на результаты экспериментов на модели керновой колонки (одномерная модель), прогнозные расчеты на модели двух скважин (двумерная модель) и прогнозные расчеты на полномасштабной модели месторождения (трехмерная модель).

Учет эффекта роста перепада давления по воде в процессе реализации ВГВ в гидродинамической модели возможен с помощью опции трехфазного гистерезиса. В Eclipse 300 использование опции трехфазного гистерезиса осуществляется с помощью задания и настройки параметров ключевого слова WAGHYSTR. Относительная проницаемость газа при повторном дренировании рассчитывается по следующей формуле:

Табл. 1. Результаты эксперимента
Tab. 1. Results of the experiment

Номер цикла ВГВ	Прирост Квыт относительно базового Квыт по воде, д. ед.	Рост перепада давления при закачке воды, раз
1	0,09	1,4
2	0,143	3,9
3	0,162	4,5
4	0,176	2,7
5	0,183	2,3

$$K_{rg}^{drain} = \left[K_{rg}^{input} - K_{rg}^{input} \left(S_g^{start} \right) \right] \times \left[\frac{S_{wco}}{S_w^{start}} \right]^\alpha + \left[K_{rg}^{imb} \left(S_g^{start} \right) \right]$$

где K_{rg}^{drain} – вычисленная относительная проницаемость газа при вторичном дренировании как функция от S_g ; K_{rg}^{input} – относительная проницаемость газа при S_g ; $K_{rg}^{input} \left(S_g^{start} \right)$ – относительная проницаемость газа в начале кривой вторичного дренирования; S_{wco} – связанная водонасыщенность; S_w^{start} – водонасыщенность в начале кривой вторичного дренирования; $K_{rg}^{imb} \left(S_g^{start} \right)$ – относительная проницаемость газа в начале процесса вторичного дренирования (т.е. значение K_{rg} в конце кривой пропитки); α – коэффициент, введенный в ключевом слове WAGHYSTR.

Относительная проницаемость воды при повторной пропитке рассчитывается на основе двухфазных и трехфазных кривых с помощью следующего уравнения:

$$K_{rw}^{imb} = K_{rw2} \cdot \left(1 - \frac{S_g^{start}}{S_{gmax}} \right) + K_{rw3} \cdot \left(\frac{S_g^{start}}{S_{gmax}} \right)$$

где K_{rw}^{imb} – вычисленная относительная проницаемость при пропитке; K_{rw2} – двухфазная относительная проницаемость при S_w ; K_{rw3} – трехфазная относительная проницаемость при S_w ; S_{gmax} – максимально достижимая газонасыщенность; S_g^{start} – газонасыщенность в начале процесса пропитки. Подробно модель трехфазного гистерезиса дана в техническом описании Eclipse [11].

Результаты численных экспериментов на одномерной модели

Для определения минимального давления смесимости нефти и газа были выполнены эксперименты по вытеснению нефти газом в тонкой трубке [12]. В процессе адаптации моделей на результаты экспериментов был выполнен анализ чувствительности результатов расчетов к количеству ячеек расчетной сетки. Результаты анализа представлены на рисунке 1.

Из рисунка 1 видно, что результаты расчетов моделей с 500 и 1 000 ячейками практически не отличаются. С точки зрения скорости счета более выгодно использовать модель с 500 ячейками. Поэтому расчеты на микро-моделях (модель тонкой трубки и модель керновой колонки) выполнялись с использованием сетки с 500 ячейками.

Результаты адаптации одномерной модели керновой колонки представлены на рисунке 2. Фактические данные выделены синим цветом, расчетные данные без учета гистерезиса – зеленым, расчетные данные с учетом гистерезиса – красным.

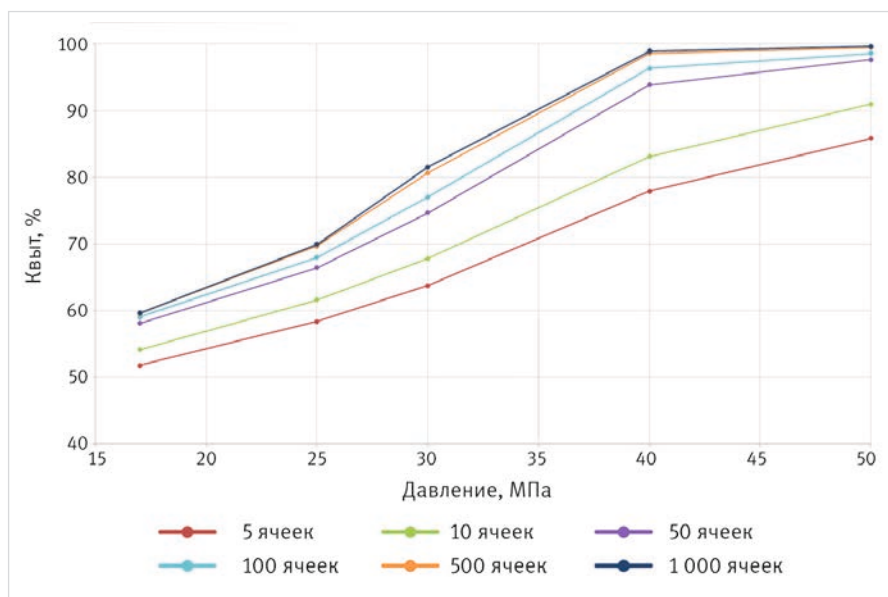


Рис. 1. Зависимость Квыт от давления для разного количества ячеек расчетной сетки в численном эксперименте по вытеснению нефти газом в тонкой трубке
Fig. 1. The dependence of recovery factor on pressure for a different number of cells of the computational grid in a numerical experiment on the displacement of oil by gas in a slim tube

Учет гистерезиса позволил добиться лучшей согласованности расчетной и фактической динамики перепада давления при закачке воды в циклах ВГВ (рис. 2б). Из-за исключения фактора гравитации в эксперименте и численной модели учет гистерезиса не оказал влияния на динамику Квыт (рис. 2а).

Результаты численных экспериментов на двумерной модели

Для оценки влияния гравитации на эффективность технологии ВГВ были выполнены численные эксперименты на синтетической модели двух скважин. Размерность модели — $1 \times 6 \times 10$ м, размер расчетных блоков — $100 \times 100 \times 1$ м (характерные параметры расчетной сетки прямоугольного элемента полномасштабной модели, включающего добывающую и нагнетательную скважины). Отношение K_z/K_x равно 0,5. Величина циклов вода/газ составила 0,1 порового объема пласта. На рисунке 3 представлены значения КИН в моменты времени, соответствующие прокачке 2 поровых объемов пласта жидкости (10 циклов ВГВ). Также на рисунке 3 представлены результаты расчетов на модели керновой колонки.

На рисунке 3 можно видеть влияние гравитации на величину эффекта от ВГВ. Из-за гравитационного разделения флюидов газ преимущественно фильтруется в кровле пласта,

совершая «полезную работу» лишь в небольшом объеме коллектора. Таким образом, при оценке величины потенциального эффекта от ВГВ решающим фактором, помимо режима смесимости нефти и газа, будет выступать величина отношения проницаемости K_z/K_x . Учет гистерезиса приводит к увеличению прироста КИН от ВГВ по сравнению с вариантом расчета без гистерезиса на 0,043 д. ед. Данный эффект объясняется увеличением охвата вытеснением газом вследствие уменьшения ОФП газа в циклах ВГВ. Для наглядности на рисунке 4 приведены значения газонасыщенности в пласте для вариантов расчетов без гистерезиса и с гистерезисом.

Для анализа чувствительности результатов расчетов к количеству ячеек расчетной сетки дополнительно был выполнен ряд численных экспериментов на двумерных моделях размерностью $1 \times 10 \times 10$, $1 \times 50 \times 10$ и $1 \times 100 \times 10$ ячеек. Установлено, что увеличение количества ячеек расчетной сетки в двумерных моделях приводит к уменьшению коэффициента охвата воздействием газа и, как следствие, к уменьшению прироста КИН от ВГВ. Так, значение прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на сетке размерностью $1 \times 6 \times 10$ оказалось выше значения прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на сетке размерностью $1 \times 100 \times 10$ на 0,014 д. ед. (0,127 д. ед. вместо 0,141 д. ед.).

Таким образом, проведение прогнозных расчетов на грубых сетках приводит к завышению ожидаемой эффективности ВГВ. Величина ошибки составляет 10 % от величины прироста КИН от ВГВ (для рассмотренных условий).

Результаты численных экспериментов на полномасштабной модели месторождения

Для выполнения оценки эффективности ВГВ в полномасштабную модель были заданы параметры опции гистерезиса, полученные в ходе адаптации модели на результаты керновых экспериментов. Выполнены прогнозны расчеты в варианте базового заводнения и в варианте ВГВ. Было выполнено две серии расчетов — с учетом гистерезиса и без. На рисунке 5а представлены динамики КИН в вариантах базового заводнения и ВГВ. На рисунке 5б представлены динамики газового фактора в вариантах базового заводнения и ВГВ.

В варианте расчета без опции гистерезиса прирост КИН от ВГВ на момент времени, соответствующий закачке 0,5 порового объема пласта жидкости, составил 0,04 д. ед. Тогда как в варианте с гистерезисом — 0,06 д. ед. Разница между значениями КИН варианта ВГВ с гистерезисом и варианта ВГВ без гистерезиса составила 0,07 д. ед. Отношение величины газового фактора по варианту ВГВ без гистерезиса к варианту ВГВ с учетом гистерезиса выше в 1,2–1,5 раза, что обусловлено потерей части газа в пласте вследствие его блокирования водой (захваченная газонасыщенность) при смене циклов закачки вытесняющих агентов.

Для анализа чувствительности результатов расчетов к количеству ячеек расчетной сетки дополнительно был выполнен численный эксперимент на участке полномасштабной модели с увеличением количества ячеек расчетной сетки в 4 раза: уменьшение размеров расчетных блоков в направлениях X и Y в два раза. Значение прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на мелкой сетке оказалось выше значения прироста КИН от ВГВ для варианта расчета на грубой сетке на 3,5 %.

Итоги

В результате численных экспериментов на моделях различного масштаба установлено влияние гистерезиса ОФП на оценку эффективности водогазового воздействия и качество адаптации модели на результаты керновых экспериментов.

Выводы

- Показано влияние гистерезиса ОФП на качество адаптации модели на результаты эксперимента по вытеснению нефти оторочками воды и газа на керновой колонке. Учет гистерезиса ОФП позволяет корректно воспроизвести рост перепада давления при закачке воды в циклах ВГВ.
- На двумерной синтетической модели двух скважин (учет гравитации) показан вклад гистерезиса ОФП на величину эффекта дополнительной добычи нефти от применения технологии ВГВ. Так, учет гистерезиса ОФП привел к увеличению прироста КИН от ВГВ по сравнению с вариантом расчета без гистерезиса на 0,043 д. ед.
- Показано влияние гистерезиса ОФП на численную оценку эффективности технологии ВГВ на полномасштабной модели одного из месторождений Восточной Сибири. Так, КИН в варианте

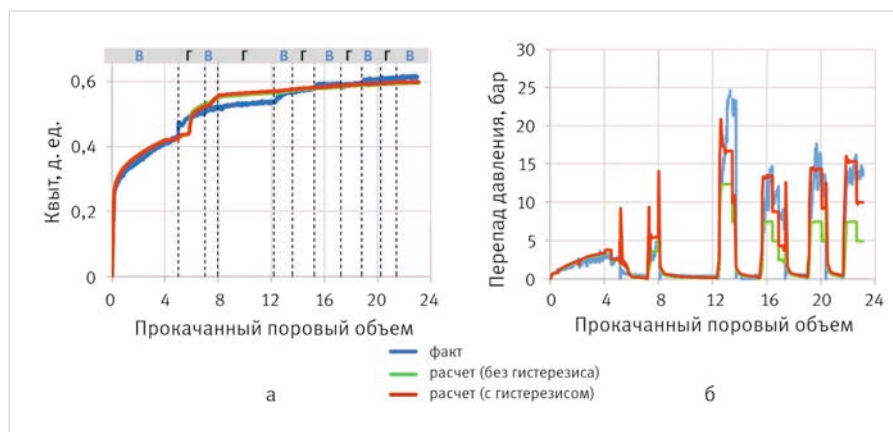


Рис. 2. Динамики фактических и расчетных данных: а — Квыт, б — перепад давления
Fig. 2. Dynamics of actual and calculated data: a – recovery factor, б – pressure drop

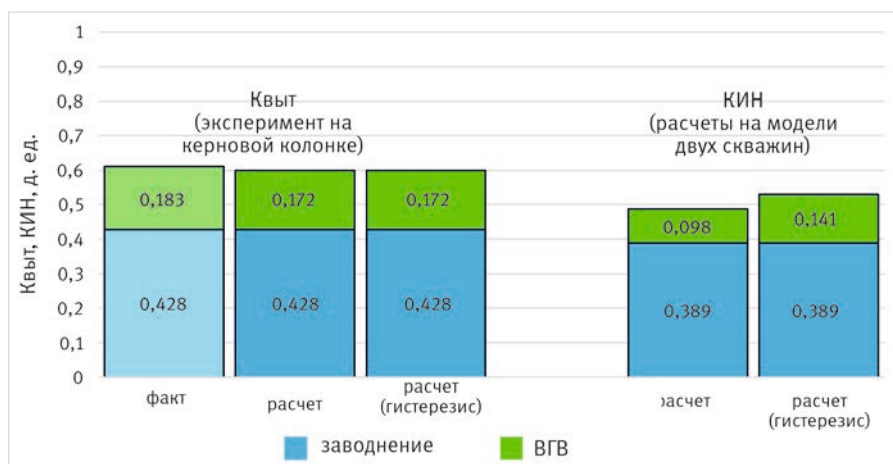


Рис. 3. Значения Квыт для модели керновой колонки и КИН для синтетической модели двух скважин с отношением $K_z/K_x = 0,5$ в момент времени, соответствующий прокачке 2 поровых объемов пласта жидкости (10 циклов ВГВ)
Fig. 3. The value of recovery factor for the core column model and for the synthetic model of two wells with a ratio of $K_z/K_x = 0,5$ at time points corresponding to pumping 2 pore volumes of the liquid reservoir (10 cycles of WAG)

расчета с опцией гистерезиса выше КИН в варианте расчета без опции гистерезиса на 0,07 д. ед., а значение газового фактора ниже в 1,2–1,5 раза.

Литература

- Chen Y. et al. Impact of relative permeability hysteresis on water-alternating-gas injection: modeling and experimental study. SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 2017, SPE-187425-MS. (In Eng).
- Christensen J.R. et al. Review of wagg field experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering (Society of Petroleum Engineers), 1998. Vol. 4, issue 2, P. 97–106, SPE-71203-PA (In Eng).
- Meyer J.P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2007. (In Eng).
- Schneider F.N., Owens W.W. Relative permeability studies of gas-water flow following solvent injection in carbonate rocks. SPE J, 1976, issue 16, P. 23–30, SPE-5554-PA. (In Eng).
- Rogers J.D. et al. A literature analysis of WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 2000, SPE-59329-MS. (In Eng).
- Spiteri E.J. Relative permeability hysteresis: a new model and impact on reservoir simulation. MS degree. 2005. Stanford University, Stanford, California. (In Eng).
- Mahzari P., Sohrabi M.A. Robust methodology to simulate water-alternating-gas experiments at different scenarios under near-miscible conditions. SPE Journal, 2017, issue 22, P. 1506–1518, SPE-185955-PA. (In Eng).
- Duchenne S. et al. Extended three-phase relative permeability formulation and its application to the history-matching of multiple WAG corefloods under mixed-wet conditions. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2016, SPE-183257-MS. (In Eng).
- Кобяшев А.В., Пятков А.А., Захаренко В.А., Громова Е.А., Долгов И.А. Оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения при

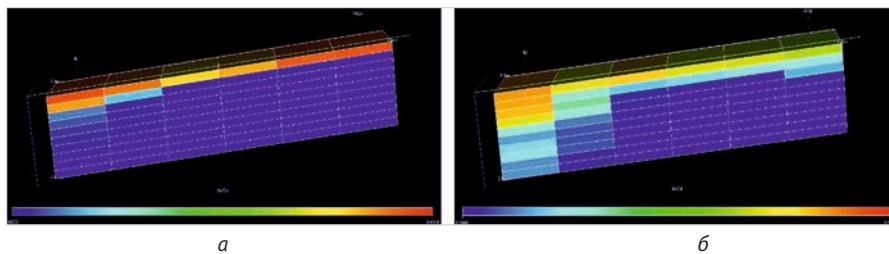


Рис. 4. Газонасыщенность в процессе ВГВ: а — расчет без учета гистерезиса, б — расчет с учетом гистерезиса

Fig. 4. Gas saturation in the WAG process: a — calculation without hysteresis, b — calculation with hysteresis

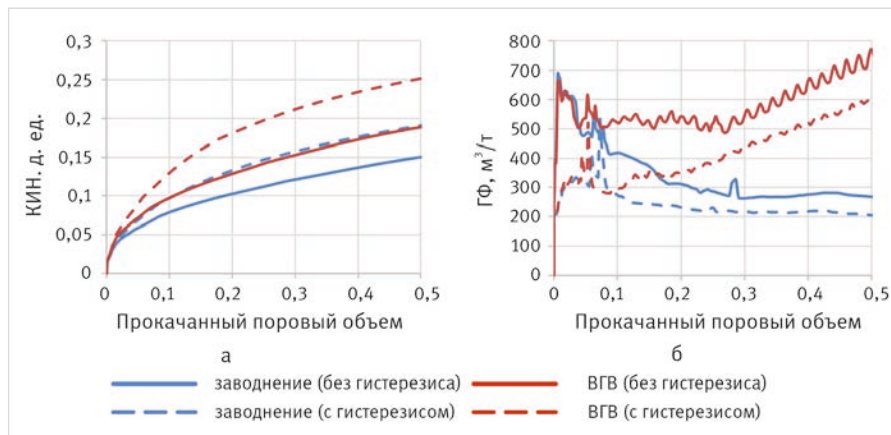


Рис. 5. Результаты численной оценки эффективности ВГВ на полномасштабной модели: а — КИН, б — газовый фактор

Fig. 5. Results of numerical evaluation of the efficiency of WAG on a full-scale model: a — recovery factor, b — gas factor

- вытеснении нефти попутным нефтяным газом для условий месторождения Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 4. С. 35–38.
- Кобяшев А.В., Захаренко В.А., Пятков А.А., Кочетов А.В., Загоровский А.А., Комисаренко А.С., Долгов И.А. Сравнение эффективности различных агентов воздействия (вода, водогазовое воздействие) в геологических условиях кавернозно-порового коллектора пласта Б5 Северо-Даниловского месторождения по лабораторным экспериментам //

Нефтепромысловое дело. 2021. № 10. С. 14–22.

- ECLIPSE Technical Description. Schlumberger. 2014.
- Кобяшев А.В. Экспериментальное и численное определение параметров смесимости при обосновании газового воздействия на примере Северо-Даниловского месторождения // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2022. № 5. С. 75–89.

ENGLISH

Results

As a result of numerical experiments on models of various scales, the effect of the hysteresis relative permeability on the assessment of the effectiveness of WAG exposure and the quality of model adaptation on the results of core experiments has been established.

Conclusions

- The effect of relative permeability hysteresis on the quality of model adaptation on the results of an experiment on the displacement of oil by fringes of water and gas on a core column is shown. Taking into account the relative permeability hysteresis allows to correctly reproduce the growth of the pressure drop during water injection in the WAG cycles.
- A two-dimensional synthetic model of two wells (taking into account

gravity) shows the contribution of relative permeability hysteresis to the magnitude of the effect of additional oil production from the use of WAG technology. Thus, taking into account the relative permeability hysteresis led to an increase in the increase in recovery factor from WAG compared to the calculation option without hysteresis by 0,043.

- The effect of the relative permeability hysteresis on the numerical evaluation of the efficiency of the WAG technology on a full-scale model of one of the deposits in Eastern Siberia is shown. So, the recovery factor in the calculation variant with the hysteresis option is higher than the recovery factor in the calculation variant without the hysteresis option by 0,07, and the value of the gas factor is 1,2–1,5 times lower.

References

- Chen Y. et al. Impact of relative permeability hysteresis on water-alternating-gas injection: modeling and experimental study. SPE annual technical conference and exhibition held in San Antonio, Texas, USA, 2017, SPE-187425-MS. (In Eng).
- Christensen J.R. et al. Review of wagg field experience. SPE Reservoir Evaluation & Engineering (Society of Petroleum Engineers), 1998. Vol. 4, issue 2, P. 97–106. SPE-71203-PA (In Eng).
- Meyer J.P. Summary of carbon dioxide enhanced oil recovery (CO₂EOR) injection well technology. American Petroleum Institute, Washington, DC. 2007. (In Eng).
- Schneider F.N., Owens W.W. Relative permeability studies of gas-water flow following solvent injection in carbonate rocks. SPE J, 1976, issue 16, P. 23–30, SPE-5554-PA. (In Eng).

5. Rogers J.D. et al. A literature analysis of WAG injectivity abnormalities in the CO₂ process. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 2000, SPE-59329-MS. (In Eng).
6. Spiteri E.J. Relative permeability hysteresis: a new model and impact on reservoir simulation. MS degree, 2005, Stanford University, Stanford, California. (In Eng).
7. Mahzari P., Sohrabi M.A. Robust methodology to simulate water-alternating-gas experiments at different scenarios under near-miscible conditions. SPE Journal, 2017, issue 22, P. 1506–1518, SPE-185955-PA. (In Eng).
8. Duchenne S. et al. Extended three-phase relative permeability formulation and its application to the history-matching of multiple WAG corefloods under mixed-wet conditions. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, 2016, SPE-183257-MS. (In Eng).
9. Kobayashv A.V. Pyatkov A.A., Zakharenko V.A., Gromova E.A., Dolgov I.A. Estimating minimum miscibility pressure and minimum oil swelling when displaced by associated petroleum gas for the conditions of an East Siberian field. Exposition Oil Gas, 2021, issue 4, P. 35–38. (In Russ).
10. Kobayashv A.V. Zakharenko V.A., Pyatkov A.A., Kochetov A.V., Zagorovsky A.A., Komissarenko A.S., Dolgov I.A. Comparison of efficiency of different agents of influence (water, water-gas impact) under geological conditions of the cavernous-porous reservoir of B5 formation of the North Danilovskoe field by the data obtained during laboratory experiments. Oldfield engineering, 2021, issue 10, P. 14–22. (In Russ).
11. ECLIPSE Technical Description. Schlumberger. 2014. (In Russ).
12. Kobayashv A.V. A case study of the Severo-Danilovskoye field on experimental and numerical determination of miscibility parameters when justifying gas injection. Oil and Gas Studies, 2022, P. 75–89. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Пятков Александр Александрович, к.ф.-м.н., ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Дубровин Александр Владимирович, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Захаренко Владимир Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kobayashv Alexander Vyacheslavovich, general manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Pyatkov Alexander Alexandrovich, ph.d. of physico-mathematical sciences, lead engineer, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: aapyatkov@tnnc.rosneft.ru

Dubrovin Alexander Vladimirovich, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Zakharenko Vladimir Alexandrovich, senior engineer, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

ООО «Выставочная компания
Сибэкспосервис»



Семнадцатая межрегиональная специализированная выставка
ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ
НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 15–16 марта 2023



Шестнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСК, 4–5 октября 2023



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

+7 (383) 335 63 50
vkscs@gandex.ru
www.ses.net.ru

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер

Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений

Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А., Дубровин А.В., Стариков М.А.

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
tnc@rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрен подход к разработке залежей трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), характеризующихся сложным геологическим строением, низкой проницаемостью (менее 1 мД) и дифференциацией насыщенности по площади и разрезу. Применение стандартных подходов и технологий разработки для таких сложных коллекторов затрудняет получение высокой эффективности извлечения запасов. С целью выбора оптимальной технологии разработки проведена оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) с использованием аналитических методик и расчетов на композиционной гидродинамической модели.

Материалы и методы

Представлены результаты численной оценки минимального давления смесимости нефти и различных газовых агентов (попутный нефтяной газ, CO₂, метан) с помощью корреляционных зависимостей и уравнения состояния, настроенного на результаты стандартных исследований глубинных проб. Выполнена предварительная технико-экономическая оценка различных вариантов разработки

рассматриваемого объекта — заводнение и газовое воздействие (секторная композиционная гидродинамическая модель).

Ключевые слова

трудноизвлекаемые запасы, низкая проницаемость, гидравлический разрыв пласта, опытно-промышленные работы, тестирование технологий, газовые методы увеличения нефтеотдачи

Для цитирования

Кобяшев А.В., Архипов В.Н., Захаренко В.А., Дубровин А.В., Стариков М.А. Оценка применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи для освоения трудноизвлекаемых запасов объектов-аналогов ачимовских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 46–53.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53

Поступила в редакцию: 15.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622 | Original paper

Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation

Kobyashev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A., Dubrovin A.V., Starikov M.A.

“Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia
tnc@rosneft.ru

Annotation

The paper considers an approach to the development of deposits of tight oil, characterized by a complex geological structure, ultra-low permeability (less than 1 mD) and saturation differentiation. The use of standard approaches and development technologies for such complex reservoirs makes it difficult to obtain high efficiency of oil recovery. In order to choose the optimal development technology, the applicability of gas methods for enhanced oil recovery was evaluated using analytical techniques and calculations based on a compositional flow model.

Materials and Methods

The paper gives the numerical estimations of the Minimum Miscibility Pressure (MMP) of oil and various gas agents (APG, CO₂, methane) made via correlations and EOS matched to standard studies of downhole samples. A preliminary feasibility study of various

development options for the reservoir in question (water and gas injection) was performed on a sector composite flow simulation model.

Keywords

tight oil, low permeability, hydraulic fracturing, pilot works, technology testing, gas methods of enhanced oil recovery

For citation

Kobyashev A.V., Arkhipov V.N., Zakharenko V.A., Dubrovin A.V., Starikov M.A. Evaluation of the applicability of gas methods of enhanced oil recovery for the development of tight oil of fields-analogues of the Achimov formation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 46–53. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-46-53

Received: 15.02.2023

Введение

Объектом исследования являются клиноформные отложения ачимовской толщи, запасы которой активно исследуются в настоящее время, — нефтяные компании в поисках эффективных решений по разработке подобных пластов. Как правило, коллектор представлен конусами выноса, формирующими сложнопостроенные песчаные тела, вытянутые на значительное расстояние. Основными характеристиками объекта являются низкая проницаемость (менее 1 мД), обширный этаж нефтеносности (до 100 м), высокая зональная неоднородность и значительная расчлененность (до 30), большая глубина залегания (3 000–4 000 м), наличие аномально высокого пластового давления (АВПД, коэффициент аномальности 1,4–1,8). Сложное геологическое строение песчаных интервалов не позволяет эффективно применять стандартные методы разработки на истощении или с использованием заводнения пластов.

Организация заводнения в таких коллекторах сопровождается значительными рисками:

- низкая принимающая способность матрицы коллектора по воде;
- отсутствие приемистости, что диктует необходимость использования специального оборудования для повышения качества закачиваемой воды;
- низкий коэффициент вытеснения и охвата залежи разработкой.

Одним из основных методов увеличения нефтеотдачи в геолого-физических условиях рассматриваемых коллекторов являются газовые. Благоприятным фактором для применения воздействия жирным газом (ПНГ) или CO_2 является наличие АВПД, обеспечивающее процесс смешивающегося вытеснения, при котором в глубине пласта, за счет массообменных процессов, создается зона смеси между газом и нефтью.

При закачке газа в режиме смешивающегося вытеснения на границе нефть-газ в результате массообменных процессов межфазное натяжение стремится к нулю, что благоприятно сказывается на снижении капиллярных сил. Положительным фактором является снижение вязкости нефти, что приводит к росту дебитов и повышению уровня добычи. При реализации смешивающегося режима коэффициент вытеснения нефти может достигать существенно более высоких значений, чем при заводнении.

Технологии разработки залежей ТРИЗ

По данным открытых литературных источников [1–3], основные месторождения-аналоги со схожим генезисом и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) расположены в Северной Америке и Западной Сибири. Анализ мирового опыта позволяет сформировать основные представления о подходах к разработке сверхнизкопроницаемых коллекторов (табл. 1).

На большинстве месторождений с ТРИЗ целесообразность применения системы поддержания пластового давления (ППД) решается на этапе опытно-промышленных работ (ОПР). Эффект от ППД (заводнение) из фактически накопленного опыта разработки прослеживается при проницаемости более 1 мД через 5–15 месяцев после начала закачки, при меньших проницаемостях явно выраженный эффект отсутствует. Как показывает практика, разработка осуществляется по рядным системам высокой плотности сетки, горизонтальными скважинами

Табл. 1. Обзор месторождений аналогов
Tab. 1. Overview of fields-analogues

Параметр	Viewfield Bakken	Perbina Cardium	Shaunavon	Западная Сибирь	Приобское
Абс. глубина, м	1 500–1 650	1 200–2 800	1 359	2 700–3 000	2 568
Общая мощность, м	44	–	6–20	5–50	40
Эффективная мощность, м	9	5–8	2–6	2–16	19
Проницаемость, мД	1	0,1–5	0,01–0,6	0,3–3	0,01–10
Песчанистость, д. ед.	0,19	–	0,30	0,08–0,8	0,15
Нефте-насыщенность, д. ед.	0,49	0,89	0,54	0,33–0,7	0,66
Плотность н, г/см ³	0,81	0,83	0,92	–	0,87
Газосодержание, м ³ /м ³	144	77	71	–	75
Вязкость н, сП	0,3	1,4	0,8	0,4–1,1	1,5
Расстояние между скв., м	200	400	100–200	500	250
Длина ГС, м	1 600	1 000	1 500	500–1 000	500–1 000
Количество стадий ГРП	8–16	10	15–20	5	5
Механизм добычи	Заводн.	ОПР заводн.	ОПР заводн.	Заводн.	Заводн.
Тип скважин	Горизонт.	Горизонт.	Горизонт.	Верт./ Горизонт.	Верт./ Горизонт.
Метод заканчивания	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП	ГРП

с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), агент для поддержания пластового давления — вода.

В целом применение воды как агента воздействия для разработки нетрадиционных коллекторов с ухудшенными ФЕС характеризуется низкой эффективностью, что обусловлено как технологическими факторами (подготовка воды), так и особенностями фильтрации несмешивающихся жидкостей в пористой среде (капиллярные силы). При заводнении низкопроницаемого коллектора предъявляются повышенные требования к качеству закачиваемой воды: очистка от эмульсий и механических примесей, подбор оптимальной минерализации. Негативное влияние данного фактора выражено в уменьшении приемистости нагнетательных скважин и, как следствие, снижении компенсации отборов и эффективности системы ППД [4, 5].

Защемление остаточной нефти в пористой среде определяется капиллярным числом (N_c), отражающим соотношение вязкостных и капиллярных сил: чем меньше радиус капилляра (проницаемость), тем выше остаточная нефтенасыщенность [6]. Соответственно низкопроницаемые коллекторы характеризуются высоким значением остаточной нефтенасыщенности при заводнении, вследствие наличия большого количества пор малого размера, в которых преобладающее влияние на вытеснение нефти водой оказывают капиллярные силы. Капиллярные

силы (капиллярное давление) определяются отношением межфазного натяжения на границе раздела фаз σ и косинуса краевого угла смачивания θ к кривизне поверхности радиусом r . Следовательно, снизить остаточную нефтенасыщенность можно, воздействуя на смачиваемость породы либо на изменение межфазного натяжения. Снижение межфазного натяжения в свою очередь может быть достигнуто изменением химического состава закачиваемой воды (добавление поверхностно-активных веществ) либо сменой агента вытеснения на газ (межфазное натяжение на границе нефть-газ значительно ниже).

В зависимости от типа газового агента, свойств пластовой нефти и параметров пласта (давление и температура) при вытеснении нефти газом может быть достигнуто снижение межфазного натяжения вплоть до его полного отсутствия — реализация смешивающегося вытеснения. В данном случае происходит последовательный многоконтактный обмен компонентами между закачиваемым газом и нефтью, в результате которого на фронте вытеснения образуется критическая фаза газа и нефти. Вследствие выравнивания состава фаз на фронте вытеснения между ними исчезает поверхность раздела, что позволяет вытеснить практически всю нефть и получить максимально высокое значение коэффициента вытеснения (близкое к единице) [7].

Различные авторы, как правило, выделяют следующие основные факторы увеличения нефтеотдачи при реализации

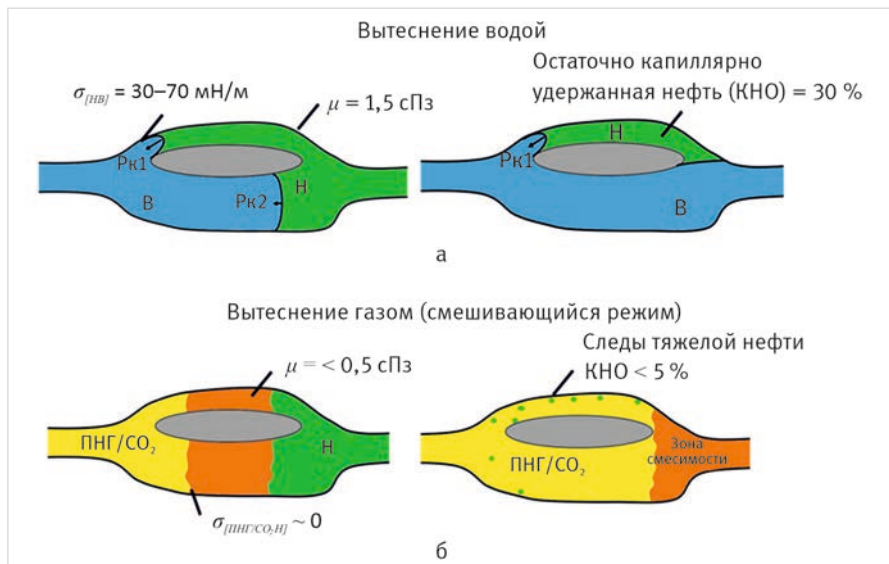


Рис. 1. Механизм повышения нефтеотдачи при вытеснении нефти газом на смешивающемся режиме
Fig. 1. Gas-oil miscible displacement EOR mechanism

смешивающегося режима вытеснения нефти газом [2, 7, 8]:

- снижение межфазного натяжения — исчезновение границы раздела между закачиваемым газом и нефтью при смешивающемся вытеснении — приводит к увеличению фазовой подвижности нефти;
- увеличение объемного коэффициента нефти способствует росту объема пор, занятых нефтью, создает благоприятные условия для ее фильтрации в пласте;
- снижение вязкости нефти способствует росту ее подвижности и увеличению коэффициента вытеснения.

Схематично механизм повышения нефтеотдачи при закачке газа в смешивающемся режиме вытеснения представлен на рисунке 1.

Исходя из геолого-физических особенностей рассматриваемого объекта — высокое пластовое давление ~ 55 МПа, легкая и маловязкая нефть, с плотностью 690 кг/м³ и вязкостью 0,45 мПа·с (в пластовых условиях) — можно сделать предположение о перспективности применения методов газового

Табл. 2. Общий вид корреляционных зависимостей по определению МДС при закачке CO₂ [10–14]
Tab. 2. Correlation equations for the determination of MPP during CO₂ injection [10–14]

Методика	Корреляционная зависимость	Вспомогательные данные	Расшифровка
Alston	$MPP_{pureCO_2} = 8,78 \times 10^{-4} \times (T_R)^{1,06} \times (M_{C_{5+}})^{1,78} \times \left(\frac{x_{vol}}{x_{int}}\right)^{0,136}$	$\left(\frac{x_{vol}}{x_{int}}\right)^{0,136}$ поправочный коэффициент отношения доли летучих к доле средних компонентов в пластовой нефти	T_R — температура пласта, °F; $M_{C_{5+}}$ — молекулярная масса компонентов нефти C ₅₊ , г/моль; x_{vol} — мольная доля летучих фракций C ₁ и N ₂ в нефти, моль %; x_{int} — мольная доля средних фракций C ₂ –C ₄ , CO ₂ , H ₂ S в нефти, моль %
Cronquist	$MPP_{pureCO_2} = 15,988 \times T^{0,744206+0,0011038M(C_{5+})+0,0015279x(C_1)}$	–	T — температура пласта, °F; $M(C_{5+})$ — молекулярная масса компонентов нефти C ₅₊ , г/моль; $x(C_1)$ — мольная доля компонента C ₁ нефти, моль %
Glaso	1. $F_R > 18$ $MPP_{pureCO_2} = 810 - 3,404 \times M_{C_{7+}} + (1,7 \times 10^{-9} \times M_{C_{7+}}^{3,73} \times e^{786,8 \times M_{C_{7+}}^{1,058}}) \times T$ 2. $F_R < 18$ $MPP_{pureCO_2} = 2947,9 - 3,404 \times M_{C_{7+}} + (1,7 \times 10^{-9} \times M_{C_{7+}}^{3,73} \times e^{786,8 \times M_{C_{7+}}^{1,058}}) \times T - 121,2 \times FR$	F_R — граничное значение содержания средних фракций в пластовой нефти — 18 моль %	F_R — содержание в нефти компонентов C ₂ –C ₆ , моль %; $M_{C_{7+}}$ — молекулярная масса фракций C ₇₊ в нефти, г/моль; T — пластовая температура, °F
Yelling&Metcalfe	$MPP_{pureCO_2} = 1822,717 + 2,2518055 \times T + 0,0180067 \times T^2 - 103949 / T$	–	T — температура пласта, °F
Yuan	$MPP = MPP_{pureCO_2} \times (1 + m \times (P_{CO_2} - 100))$	$m = \alpha_1 + \alpha_2 \times M_{C_{7+}} + \alpha_3 \times P_{C_{2-6}} + (\alpha_4 + \alpha_5 \times M_{C_{7+}} + \alpha_6 \times \frac{P_{C_{2-6}}}{M_{C_{7+}}}) \times T + (\alpha_7 + \alpha_8 \times M_{C_{7+}} + \alpha_9 \times M_{C_{7+}}^2 + \alpha_{10} \times P_{C_{2-6}}) T^2$	P_{CO_2} — мольная доля CO ₂ в закачиваемом газе; T — пластовая температура, °F; $M_{C_{7+}}$ — молекулярная масса компонентов нефти C ₇₊ ; $P_{C_{2-6}}$ — содержание в нефти компонентов C ₂ –C ₆ ; m — параметр, характеризующий пластовую нефть и пластовые условия (температуру), константы $\alpha_1 = -6,5996E-02$; $\alpha_2 = -1,5246E-04$; $\alpha_3 = 1,3807E-03$; $\alpha_4 = 6,2384E-04$; $\alpha_5 = -6,7725E-07$; $\alpha_6 = -2,7344E-02$; $\alpha_7 = -2,6953E-06$; $\alpha_8 = 1,7279E-08$; $\alpha_9 = -3,1436E-11$; $\alpha_{10} = -1,9566E-08$

воздействия. В качестве газовых агентов для закачки в пласт могут быть использованы дымовые газы, азот, углекислый газ, углеводородный газ различного компонентного состава (метан, попутный нефтяной газ). В нашем случае важным фактором при выборе агента воздействия является реализация в пласте смешивающегося режима для достижения наибольшей эффективности вытеснения нефти газом.

Минимальное давление, при котором обеспечивается смешиваемость при пластовой температуре, называется минимальным давлением смесимости (МДС). Наиболее точно величину МДС можно оценить с помощью специальных лабораторных исследований: метод тонкой трубки (slim tube), всплывающих пузырьков (rising bubble) или исчезающего межфазного натяжения (vanishing interfacial tension). Также величина МДС может быть определена аналитически с помощью уравнений корреляций либо с помощью уравнения состояния (equation of state, EOS). При этом точность численной оценки по корреляционным уравнениям уступает лабораторным экспериментам, так

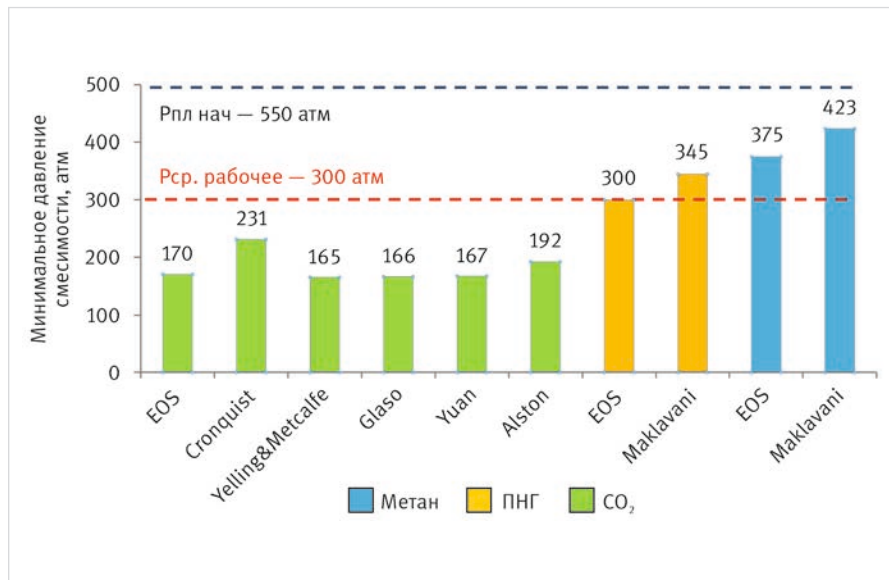


Рис. 2. Численная оценка минимального давления смесимости
Fig. 2. Numerical estimation of MMP

Табл. 3. Термобарические условия
Tab. 3. Thermobaric conditions

Показатели	Значение
Начальное пластовое давление (Рпл), МПа	55
Начальная пластовая температура (Тпл), °С	90
Давление насыщения (Рнас), МПа	23
Газосодержание, м ³ /м ³	180

Табл. 4. Компонентный состав нефти и ПНГ
Tab. 4. Properties of oil and gas

Компонент	Нефть	Газ
	Мол., %	Мол., %
N ₂	0,2	–
CO ₂	0,1	–
C ₁	45,8	78,5
C ₂	7,3	10,9
C ₃	6,7	7,1
iC ₄	1,1	0,7
nC ₄	3,7	2,8
iC ₅	1,2	–
nC ₅	1,8	–
C ₆	2,2	–
C ₇	3,6	–
C ₈	4,0	–
C ₉	2,5	–
C ₁₀₊	20,0	–

как в зависимостях используются различные параметры закачиваемого газа, пластовых флюидов, термобарических свойств пласта, что увеличивает диапазон неопределенности величины МДС (± 30 %). Оценка МДС с помощью EOS, без настройки уравнения состояния на экспериментальные значения, носит приближительный характер, так как любые изменения в фазовой диаграмме при сокращении числа компонент в композиционной модели приведут к увеличению погрешности. Тем не менее данные методы могут использоваться на этапе предварительной оценки эффективности газовых МУН.

Для типового в регионе объекта выполнена численная оценка МДС для трех видов газа: метан (сухой газ), попутный нефтяной газ (ПНГ), диоксид углерода (CO₂). Стоит отметить, что в зависимости от вида газа, для которого выполняется численный расчет МДС — сухой газ либо «жирный» газ (пупутный нефтяной газ, обогащенный средними компонентами C₂–C₄), следует использовать определенные корреляционные зависимости. Сопоставление различных уравнений корреляций для условий Западной и Восточной Сибири более подробно приведено в статье [9]. Таким образом, для оценки МДС при закачке ПНГ и сухого газа использовано уравнение корреляции Maklavani, в котором используется следующий набор данных:

- температура пласта;
- молярная масса компонентов C₇₊, молярная доля средних компонентов C₂–C₆ и доля метана (C₁) в нефти;
- молярный вес и молярная доля компонентов C₂₊ в закачиваемом газе.

Важно отметить, что зависимость Maklavani не рекомендуется использовать при расчете МДС для чистого CO₂ либо его смеси (CO₂+ПНГ), так как в ней учитывается только доля компонент выше C₂ в составе закачиваемого газа. Поэтому для расчета МДС при закачке CO₂ использованы следующие зависимости: Alston, Cronquist, Glaso, Yelling&Metcalfe и Yuan [10–14]. Все данные зависимости схожи тем, что для оценки МДС обязательно используется температура пласта. Среди отличий стоит выделить использование различных вариаций компонент

C₅, либо C₇₊, в составе пластовой нефти, включение доли средних компонент C₂–C₆ в уравнение корреляции (Glaso) либо летучих C₁, N₂ и средних компонент C₂, C₃, C₄, CO₂, H₂S (Alston) в составе пластовой нефти (табл. 2). Типовые термобарические условия, параметры флюидов, компонентный состав нефти и ПНГ, использованные для оценки МДС по корреляционным зависимостям, приведены в таблицах 3, 4.

Для настройки композиционной PVT-модели использованы результаты стандартных исследований представительных глубинных проб. Расчеты фазовых переходов и свойств флюидов в разных термобарических условиях выполнялись с помощью трехпараметрического уравнения состояния Соаве-Ридли-Квонга (SRK), так как оно позволило обеспечить оптимальную настройку на имеющиеся данные. Оценка МДС выполнена в симуляторе PVTsim NOVA.

Результаты предварительной численной оценки величины МДС с помощью уравнений корреляций и композиционной модели (EOS) показали, что при начальных термобарических условиях рассматриваемого объекта закачка любого из газовых агентов (метан, ПНГ и CO₂) реализуется в режиме смешивающегося вытеснения (рис. 2). Смешивающееся вытеснение разделяют на одноконтактное, когда вытесняющий агент и нефть являются смешивающимися жидкостями, и многоконтактное, когда происходит последовательный обмен компонентами между вытесняющим агентом и нефтью. При расчете в гидродинамическом симуляторе фазовое состояние и режим смесимости (одноконтактный или многоконтактный) определяется уравнением состояния, компонентным составом (пластового флюида и закачиваемого газа) и пластовыми условиями (давление, температура). Явное задание в ГДМ режима смесимости не требуется.

Так, МДС для метана оценивается на уровне 375–425 атм, для ПНГ — на уровне 300–345 атм, что даже с учетом имеющейся неопределенности значительно ниже пластового давления (550 атм). CO₂ является наиболее эффективным агентом для достижения смешивающегося вытеснения,

МДС варьируется на уровне 170 атм. При закачке метана режим вытеснения нефти газом будет изменяться от смешивающегося в зонах с давлением, близким к начальному пластовому (550 атм), до полностью несмешивающегося в зонах, где давление в процессе разработки снизится до 300 атм (среднее рабочее пластовое давление).

Положительные результаты экспресс-оценки МДС различными методами показали целесообразность продолжения работ в данном направлении. Дальнейшие прогнозные расчеты по оценке эффективности газовых МУН выполнены на секторной композиционной ГДМ, в качестве основы использована величина МДС по уравнению состояния.

Композиционное моделирование

Для расчета эффективности вариантов закачки газа использовалась секторная модель (500×2 000 м), содержащая элемент разработки: одна добывающая горизонтальная скважина длиной 1 500 м (технологическое ограничение по бурению) в центре и две нагнетательные на краях модели, доля закачки которых в элементе составляет по 0,5 каждая. Расстояние между скважин — 250 м (типичная плотность сетки для низкопроницаемых пластов).

Геологический разрез представлен высокорасчлененными разностями, среднее значение нефтенасыщенной толщины составляет 83 м, начальная нефтенасыщенность

0,7 д. ед. Учитывая послойную неоднородность ФЭС целевого объекта, в работе дополнительно рассмотрены сценарии пониженного Кн, характерные для аналогов (варианты 2–3) (табл. 5).

На каждой скважине были смоделированы мероприятия по интенсификации притока в виде многостадийного ГРП (по 15 стадий на скважину с расстоянием между стадиями 100 м). Направление трещины задавалось по направлению горизонтального ствола скважины (в соответствии с направлением максимального стресса). В ГДМ трещины задавались в виде дополнительных вскрытий пласта трещинами ГРП (рис. 3). Вскрытие дополнительных ячеек рассчитывалось с помощью модуля EasyFrac (ПО Petrel). Параметры трещины были получены по результатам моделирования ГРП в специализированном ПО с учетом геомеханических свойств пласта. Полуудлина составляет 130 м, ширина — 4 мм, высота трещины 100 м (50 м вверх и 50 м вниз).

С целью выбора оптимальной технологии воздействия на пласт для получения максимального экономического и технологического эффекта было рассмотрено пять вариантов воздействия на пласт: истощение, заводнение, вытеснение нефти сухим газом (метан), «жирным» газом (ПНГ), CO₂. Учитывая неопределенности по начальной насыщенности (Кн) подобных коллекторов, прогнозные расчеты выполнены для трех сценариев: 0,4, 0,5 и 0,7 д. ед.

Для корректного моделирования межфазных превращений при закачке газа в режиме смешивающегося вытеснения использовалась композиционная модель, полученная в процессе настройки уравнения состояния на результаты лабораторных исследований пластовых флюидов. Для оптимизации времени расчетов компонентный состав пластовой нефти был сгруппирован на семь компонент (CO₂, N₂-C₁, C₂-C₄, C₅, C₇-C₁₇, C₁₈-C₃₀, C₃₁+). Относительные фазовые проницаемости (ОФП), используемые в модели, получены по результатам исследований на керне.

Продвижение фронта закачиваемого газа, а также различие в динамике вытеснения нефти на разрезе при смешивающемся и несмешивающемся режимах показаны на рисунках 4, 5. Видно, что с момента начала закачки CO₂ вытеснение осуществляется на смешивающемся режиме, газонасыщенность в ячейках минимальна. В течение последующих 7–8 лет CO₂ прорывается к забою добывающих скважин, газовая фаза появляется в зонах, где нефтяная фаза уже вытеснена (отсутствует флюид для растворения газа) и районах пониженного давления (ниже давления смеси). При старте закачки сухого газа (метана) условия смеси не достигаются, как следствие, в нефти растворяется лишь малая часть закачиваемого газа. Вытеснение нефти на режиме ограниченной смеси негативно сказывается на эффективности процесса — быстрый прорыв газа снижает охват воздействием и приводит к значительно меньшей нефтеотдаче относительно вариантов закачки ПНГ и CO₂.

Результаты расчетов и оценка экономики

Ввиду широкого диапазона изменения начальной нефтенасыщенности на месторождениях-аналогах и неопределенности в эффективности вытеснения нефти различными газовыми агентами стратегия освоения

Табл. 5. Основные геологические параметры секторной модели
Tab. 5. Key sector model parameters

Средняя ННТ, м	Кп, д. ед.	Кн (вар. 1), д. ед.	Кн (вар. 2), д. ед.	Кн (вар. 3), д. ед.
83	0,2	0,7	0,5	0,4

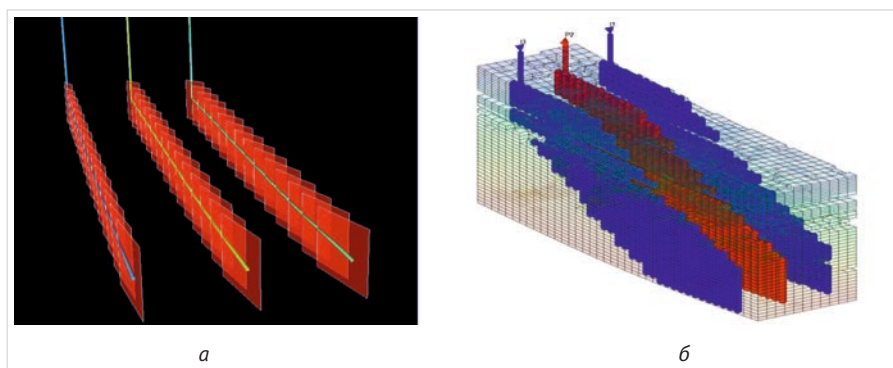


Рис. 3. Моделирование трещин ГРП в EasyFrac — а, в ГДМ — б
Fig. 3. Hydraulic fracturing simulation in EasyFrac — а, dynamic model — б

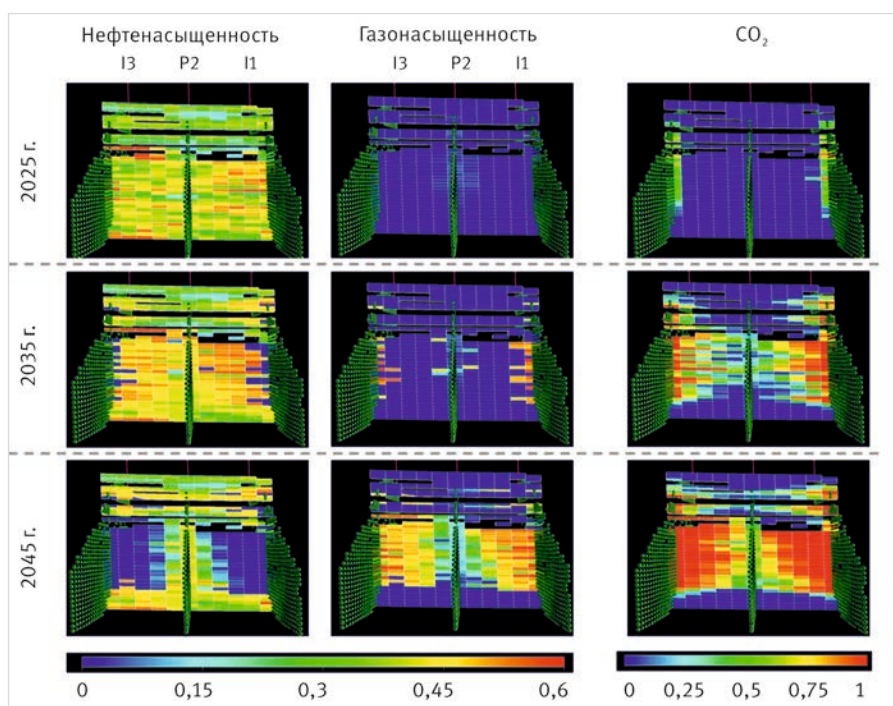


Рис. 4. Пример динамики вытеснения нефти и продвижения фронта газа в смешивающемся режиме при закачке CO₂ (Кн = 0,4)
Fig. 4. Profile of miscible oil displacement and gas front advancement during CO₂ injection (So = 0,4)

трудноизвлекаемых запасов рассматриваемого объекта с применением газовых МУН предполагает использование концепции «модульных» решений в проектировании и обустройстве месторождения. Подразумевается отказ от строительства капитальных объектов инфраструктуры и применение блочного подхода к проектированию кустов, использование мобильных комплексов наземного обустройства (в том числе для газовых методов) в зависимости от уточненных геологических условий для определенной части залежи. Для расчета технико-экономических показателей эффективности газового воздействия выполнено масштабирование прогнозного типового профиля добычи/закачки единичного элемента (две нагнетательные и одна добывающая горизонтальные скважины), полученного на секторной композиционной ГДМ, до уровня типового куста 21 скважина. Оценка выполнена для пяти вариантов: истощение, заводнение, закачка ПНГ, CO₂ и сухого газа (см. раздел композиционное моделирование).

Результаты расчетов показали, что применение газовых методов увеличения нефтеотдачи на смешивающемся режиме для данных геологических условий технологически более эффективно по сравнению с традиционным методом разработки (заводнением), наибольший прирост нефтеотдачи получен в условиях низкой насыщенности коллекторов (рис. 6, табл. 6). Так, коэффициент извлечения нефти (КИН) по варианту заводнение при К_{нн} 0,4 составляет 0,159 д. ед., тогда как закачка ПНГ и CO₂ позволяет достичь нефтеотдачи 0,270–0,283 д. ед., эффективность обеспечивается за счет смешивающегося вытеснения в условиях низкой вертикальной проницаемости. С увеличением начальной нефтенасыщенности отмечается снижение относительного прироста КИН, получаемого в вариантах газового воздействия по сравнению с заводнением, что обусловлено особенностью фильтрации флюидов в пласте. Вытеснение нефти газом на смешивающемся режиме характеризуется высоким значением коэффициента вытеснения (~ 0,80 д. ед.) и достаточно низким коэффициентом охвата (~ 0,46 д. ед.) для любого варианта насыщенности. Тогда как для заводнения при одной и той же величине остаточной нефтенасыщенности увеличение начальной нефтенасыщенности приводит к двукратному повышению коэффициента вытеснения и, как следствие, большему приросту нефтеотдачи.

Таким образом, для рассматриваемых геологических условий вытеснение нефти газом на смешивающемся режиме характеризуется большей величиной нефтеотдачи во всем диапазоне начальной насыщенности (К_{нн} 0,4–0,7 д. ед.), прирост КИН относительно заводнения составляет 2–12 %.

Сопоставление рентабельности вариантов разработки приведено по относительному значению чистого дисконтированного дохода (NPV), то есть все варианты нормированы к базовому заводнению (табл. 6). Капитальные вложения при оценке газовых вариантов воздействия рассмотрены крупноблочно, в отличие от варианта заводнения характеризуются более высокими затратами на площадочные объекты. Затраты на строительство газокomppressorной станции (ГКС) зависят от планового уровня закачки газа ~ 1760 млн м³/год.

Закачка «жирного» газа (ПНГ) для всех вариантов начальной насыщенности коллектора характеризуется более высоким

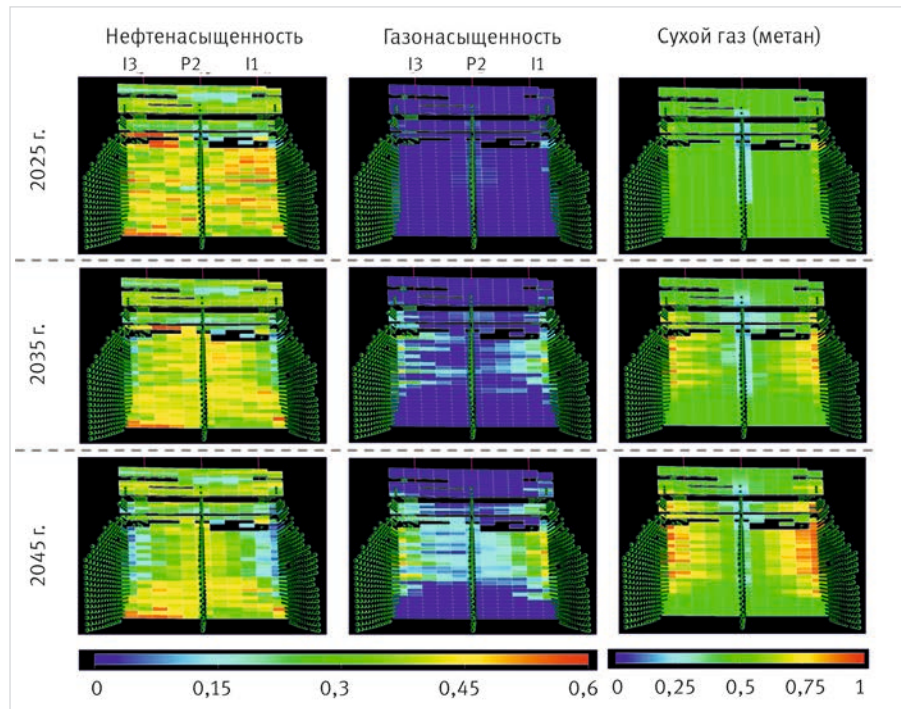


Рис. 5. Пример динамики вытеснения нефти и продвижения фронта газа на ограниченно-смешивающемся режиме при закачке метана (К_н — 0,4)

Fig. 5. Profile of partially-miscible oil displacement and gas front advancement during methane injection (So — 0,4)

Табл. 6. Технико-экономические показатели прогнозных вариантов газового воздействия
Tab. 6. Technical and economic performance of forecast gas impact scenarios

Агент воздействия	Забойное/Устьевое давление, атм	Вариант 1 К _н — 0,7		Вариант 2 К _н — 0,5		Вариант 3 К _н — 0,4	
		КИН, д. ед.	NPVотн., д. ед.	КИН, д. ед.	NPV отн., д. ед.	КИН, д. ед.	NPV отн., д. ед.
Истощение	—	—	—	0,099	—	0,077	—
Заводнение	600/250	0,362	1	0,246	1	0,159	1
Сухой газ (Метан)	600/400	0,232	—	0,157	—	0,097	—
Жирный газ (ПНГ)	600/400	0,382	1,68	0,313	1,73	0,270	1,24
CO ₂	600/400	0,386	1,45	0,325	1,53	0,283	0,32

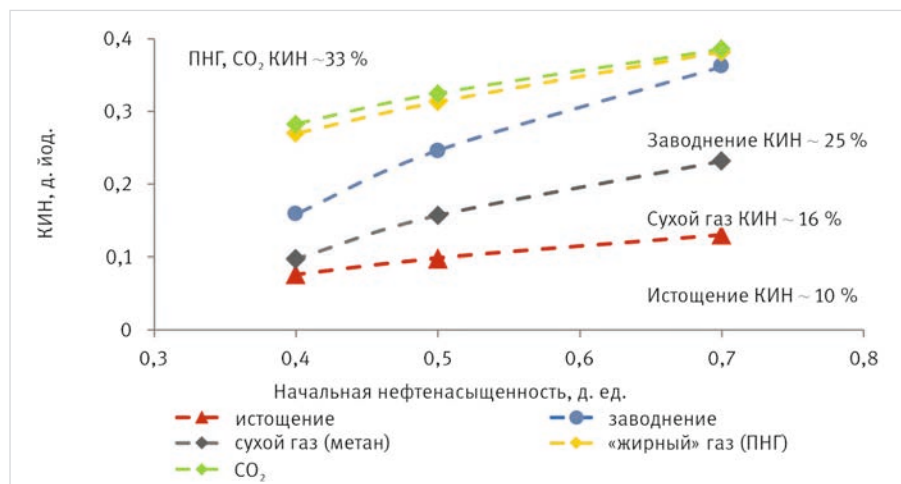


Рис. 6. Зависимость КИН от начальной нефтенасыщенности
Fig. 6. Oil recovery factor vs. initial oil saturation

значением NPV относительно заводнения, прирост 24–73 %. Несмотря на то, что метод закачки CO₂ является наиболее эффективным с позиции вытеснения нефти (КИН по всем вариантам насыщенности выше, чем при закачке ПНГ), ввиду более высоких затрат на его реализацию характеризуется меньшим значением чистого дисконтированного дохода, прирост NPV относительно заводнения составляет 45–53 % (Кнн — 0,5 и 0,7 д. ед.). При этом в случае низкой насыщенности (Кнн 0,4 д. ед.) NPV при закачке CO₂ ниже заводнения на 68 %, тогда как КИН (0,283 д. ед.) на 12 % выше (КИН при заводнении — 0,159 д. ед.). То есть CO₂ является более эффективным агентом вытеснения, но более сложным в плане реализации — дорогое производство и высокие требования к оборудованию, в результате чего при прочих равных условиях снижается потенциал его возможного применения.

Закачка сухого газа характеризуется более низкой как технологической, так и экономической эффективностью — КИН и NPV по всем вариантам ниже относительно заводнения. Данный результат обусловлен переходом к режиму ограниченно-смешивающегося вытеснения при снижении давления в залежи ниже величины МДС, как следствие, получаем не только низкий коэффициент охвата, но и коэффициент вытеснения.

Планирование работ

Прогнозные технологические расчеты показали потенциально положительную эффективность газовых МУН на смешивающемся режиме (закачка «жирного» газа и CO₂) для ачимовских отложений. Стоит отметить, что в предварительной оценке имеется ряд неопределенностей по эффективности взаимодействия нефти и закачиваемого газа:

- оценка параметров смесимости нефти и газа, в том числе по величине МДС для ПНГ, полученная по уравнениям корреляции и уравнению состояния, настроенному на результаты стандартных исследований глубинных проб нефти, которая определяет режим вытеснения нефти газом;
- оценка влияния структуры порового пространства (низкая проницаемость) на эффективность вытеснения нефти газом.

Поэтому для выполнения технико-экономического обоснования применения газового воздействия необходимо проведение специальных лабораторных экспериментов. На сегодняшний день в нефтяной отрасли не существует стандартного подхода либо единого утвержденного регламента по обязательному (достаточному) объему экспериментов и процедуре их проведения. Авторами запланирована обширная программа лабораторных экспериментов, которые позволят снять имеющиеся неопределенности в оценке эффективности процесса вытеснения нефти газом и получить данные, необходимые для реализации программы опытных работ по закачке газа на промысле. Данные исследования условно можно разделить на две группы:

1. PVT исследования. Цель — оценка параметров смесимости нефти и газа (метан, ПНГ, CO₂)
- эксперимент на тонкой трубке (Slim tube) — оценка минимального давления смесимости и минимального уровня обогащения для достижения смесимости;
- тест на набухаемость нефти (Swelling test) — определение давления

одноконтактного (первичного) смешивания; оценка фазового поведения смеси нефти (жидкая фаза) и газа закачки (газовая фаза) при различных барических условиях; полученные данные используются для настройки уравнения состояния;

- эксперимент по исчезающему межфазному натяжению (Vanishing interfacial tension) — оценка минимального давления смесимости, подбор состава газа для достижения смесимости при заданном давлении.

2. Потоковые исследования. Цель — оценка параметров вытеснения нефти газом (метан, ПНГ, CO₂) на керновых моделях

- оценка относительной фазовой проницаемости в системе нефть-вода и нефть-газ — определение относительной подвижности воды и газа для гидродинамического моделирования процесса газового и водогазового воздействия;
- оценка коэффициента вытеснения нефти водой и газом — определение эффективности вытеснения нефти водой/газом в условиях, приближенных к пластовым, определение параметров Лэнда и гистерезиса для ГДМ.

Данные исследования позволяют получить исчерпывающий объем данных по эффективности смесимости нефти и закачиваемого газа; уточнить уравнение состояния в композиционной модели и актуализировать выполненные на этапе предварительной оценки прогнозные технологические расчеты.

Итого

- Особенности геологического строения рассматриваемых отложений — большие глубины залегаания, низкая проницаемость, наличие аномальности пластовых условий — зачастую не позволяют с высокой технологической и экономической эффективностью осуществлять добычу с применением стандартных методов разработки. При этом геолого-физические характеристики объекта соответствуют основным критериям успешной применимости газовых методов увеличения нефтеотдачи.
- Оценка минимального давления смесимости с использованием корреляционных зависимостей и уравнения состояния (настроенного на данные стандартных лабораторных исследований) показала, что при закачке ПНГ и CO₂ вытеснение нефти будет осуществляться на смешивающемся режиме, для сухого газа ожидается реализация режима ограниченной смесимости.
- Расчеты на композиционной гидродинамической модели (ГДМ) показывают прирост КИН относительно заводнения до 12 % в зависимости от начальной нефтенасыщенности (максимальный эффект может быть достигнут в сценариях с наименьшей нефтенасыщенностью, характерных для краевых и переходных зон пластов). Закачка «жирного» газа (ПНГ) во всех вариантах насыщения имеет положительную оценку с приростом КИН и NPV относительно заводнения, эффективность обеспечивается за счет смешивающегося вытеснения, прирост NPV — от 23 до 73 %. Закачка CO₂ показывает положительную экономику, но менее рентабельную относительно ПНГ, ввиду больших затрат в текущих условиях.
- С целью снижения диапазона неопределенностей оценок эффекта газовых агентов воздействия разработана программа

специальных исследований slim tube, swelling test, VIT для изучения параметров смесимости нефти и различных газовых агентов (метан, ПНГ, CO₂), фильтрационных экспериментов на керновом материале (определение ОФП и Квйт), которые позволят оценить эффективность вытеснения нефти газом с учетом влияния структуры порового пространства.

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы в качестве экспресс-оценки применимости газовых МУН для освоения трудноизвлекаемых запасов ачимовских отложений Западной Сибири. По итогам работы запланирован комплекс специальных лабораторных исследований, который позволит снизить диапазон имеющихся неопределенностей в оценке эффективности взаимодействия нефти и закачиваемого газа и послужит основой для дальнейшего технико-экономического обоснования газового воздействия.

Литература

1. Карпов В.Б., Паршин Н.В. Повышение эффективности разработки крупного месторождения ТРИЗ в Западной Сибири на основе опыта Канадских месторождений-аналогов. Каспийская техническая конференция SPE, 1–3 ноября 2016. SPE-182572-MS.
2. Yuan Z., Wang J., et al. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs. Petroleum exploration and development, 2014, Vol. 41, issue 3, P. 377–386. (In Eng).
3. Schlosser D.J., Johe M. et al. Evolution of completion techniques in the Lower Shaunavon tight oil play in Southwestern Saskatchewan. SPE hydraulic fracturing technology conference, February 3–5, 2015, SPE-173368-MS. (In Eng).
4. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // ПРОнефть. 2018. № 1. С. 49–51.
5. Янин А.Н., Черевко С.А., Рогачев М.К. О нецелесообразности закачки пресной воды в ультранизкопроницаемые коллектора Западной Сибири // Недропользование XXI век. 2018. № 1. С. 54–63.
6. Larry Lake. EOR fundamentals by Larry lake u of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer, University of Texas at Austin, 1989, 449 p. (In Eng).
7. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 198 с.
8. Балинт В., Бан А., Долешал Ш., Забродин П.И., Терек Я. Применение углекислого газа в добыче нефти. М.: Недра, 1977. 240 с.
9. Захаренко В.А., Кобяшев А.В., Федоров К.М. и др. Прогноз минимального давления смесимости на основе уравнений корреляций и определение оптимального компонентного состава для достижения смешивающегося вытеснения в геологических условиях месторождений Западной и Восточной Сибири // Нефтепромысловое дело. 2019. № 11. С. 62–68.
10. Alston R.B., Kokolis G.P., James C.F. CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation

- for Impure CO₂ streams and live oil systems. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 268–274. (In Eng).
11. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils. Proc. Fourth Annual US DOE Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma. (In Eng).
 12. Glaso O. Generalized minimum miscibility pressure correlation. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 927–934. (In Eng).
 13. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and Prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 160–168. (In Eng).
 14. Yuan H., Johns R.T., Egwuenu A.M., Dindoruk B. Improved MMP Correlations for CO₂ floods using analytical gasflooding theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 2004, SPE-89359-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

- The features of the Achimov reservoirs geological structure, such as deep depths, low permeabilities, and abnormal reservoir conditions often do not allow to achieve high technological and economic performance using standard development methods. At the same time, the geological and physical characteristics of a reservoir match the main criteria for the successful use of gas EOR methods.
- The MMP assessment using correlations and EOS (matched to the data of standard laboratory studies) showed that APG and CO₂ injection will result in miscible oil displacement, while dry gas injection will result in limited miscibility.
- The composite model simulations showed an increase in oil recovery factor up to 12 % for waterflooding, depending on the initial oil saturation (the maximum effect can be achieved in scenarios with the lowest oil saturations common to edge and transition reservoir zones). Wet gas (APG) injection in all saturation options shows positive estimates with an increase in oil recovery factor and NPV for waterflooding, higher performance is due to miscible displacement drive, NPV increase is from 23 to 73 %. CO₂ injection shows positive

economics, but is less economic relative to APG injection due to the high costs given the current conditions.

- In order to reduce the range of uncertainties when assessing the gas agents' performance in miscible displacement drive, a special slim-tube/swelling test/VIT studies program has been developed to study the miscibility parameters of oil and various gas agents (methane, APG, CO₂), as well as flow experiments on core (relperm and ED) to evaluate the gas-oil displacement efficiency, taking into account the effect of the pore space structure.

Conclusions

The results of the study can be used as rapid assessment of gas EOR feasibility for the development of hard-to-recover reserves of the Achimov reservoirs in West Siberia. Based on the study, a complex of special laboratory studies has been scheduled which will reduce the range of existing uncertainties in assessing the performance of interaction of oil and injected gas, and will serve as the basis for further feasibility studies of gas injection methods.

References

1. Karpov V.B., Parshin N.V. Improving the development efficiency of a large field with hard-to-recover reserves in West Siberia based on the experience of Canadian analog fields. SPE annual Caspian technical conference & exhibition, November 1–3, 2016, Astana, Kazakhstan, SPE-182572-MS. (In Russ).
2. Yuan Z., Wang J., et al. A new approach to estimating recovery factor for extra-low permeability water-flooding sandstone reservoirs. Petroleum Exploration and Development, 2014, Vol. 41, issue 3, P. 377–386. (In Eng).
3. Schlosser D.J., Johe M. et al. Evolution of completion techniques in the Lower Shaunavon tight oil play in Southwestern Saskatchewan. SPE hydraulic fracturing technology conference, 2015, February 3–5, SPE-173368-MS. (In Eng).
4. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N. Methodology for determination of low-permeability reservoirs development. PROneft, 2018, issue 1, P. 49–51. (In Russ).
5. Yanin A.N., Cherevko S.A., Rogachev M.K. On the inexpediency of pumping fresh water into ultralowpermeable reservoirs of Western Siberia. Nedropolzovanie XXI vek, 2018, issue 1, P. 54–63. (In Russ).
6. Larry Lake. EOR fundamentals by Larry Lake u of Texas-Austin. The Society of petroleum engineer, University of Texas at Austin, 1989, 449 p. (In Eng).
7. Stepanova G.S. Gas and water-gas injection into oil reservoirs, Moscow: Gazoil Press, 2006, 198 p. (In Russ).
8. Balint V., Ban A., Doleshal Sh., Zabrodin P.I., Terek Ya. Applying carbon dioxide in oil production. Moscow: Nedra, 1977, 240 p. (In Russ).
9. Zakharenko V.A., Kobyashev A.V., Fedorov K.M., et al. A forecast of the minimum mixture pressure based on the correlations equations and determination of the optimal component composition for achievement of mixing displacement in the geological conditions of the fields in the Western and Eastern Siberia. Oilfield engineering, 2019, issue 11, P. 62–68. (In Russ).
10. Alston R.B., Kokolis G.P., James C.F. CO₂ minimum miscibility pressure: A correlation for Impure CO₂ streams and live oil systems. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 268–274. (In Eng).
11. Cronquist C. Carbon dioxide dynamic miscibility with light reservoir oils. Proc. Fourth Annual US DOE Symposium, 1977, Tulsa, Oklahoma. (In Eng).
12. Glaso O. Generalized minimum miscibility pressure correlation. Society of petroleum engineers journal, 1985, Vol. 25, P. 927–934. (In Eng).
13. Yelling W.F., Metcalfe R.S. Determination and Prediction of CO₂ minimum miscibility pressures. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 160–168. (In Eng).
14. Yuan H., Johns R.T., Egwuenu A.M., Dindoruk B. Improved MMP Correlations for CO₂ floods using analytical gasflooding theory. SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, April 2004, SPE-89359-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кобяшев Александр Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Захаренко Владимир Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дубровин Александр Владимирович, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Стариков Максим Александрович, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kobyashev Alexander Vyacheslavovich, chief manager, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: avkobyashev@tnnc.rosneft.ru

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, chief manager, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

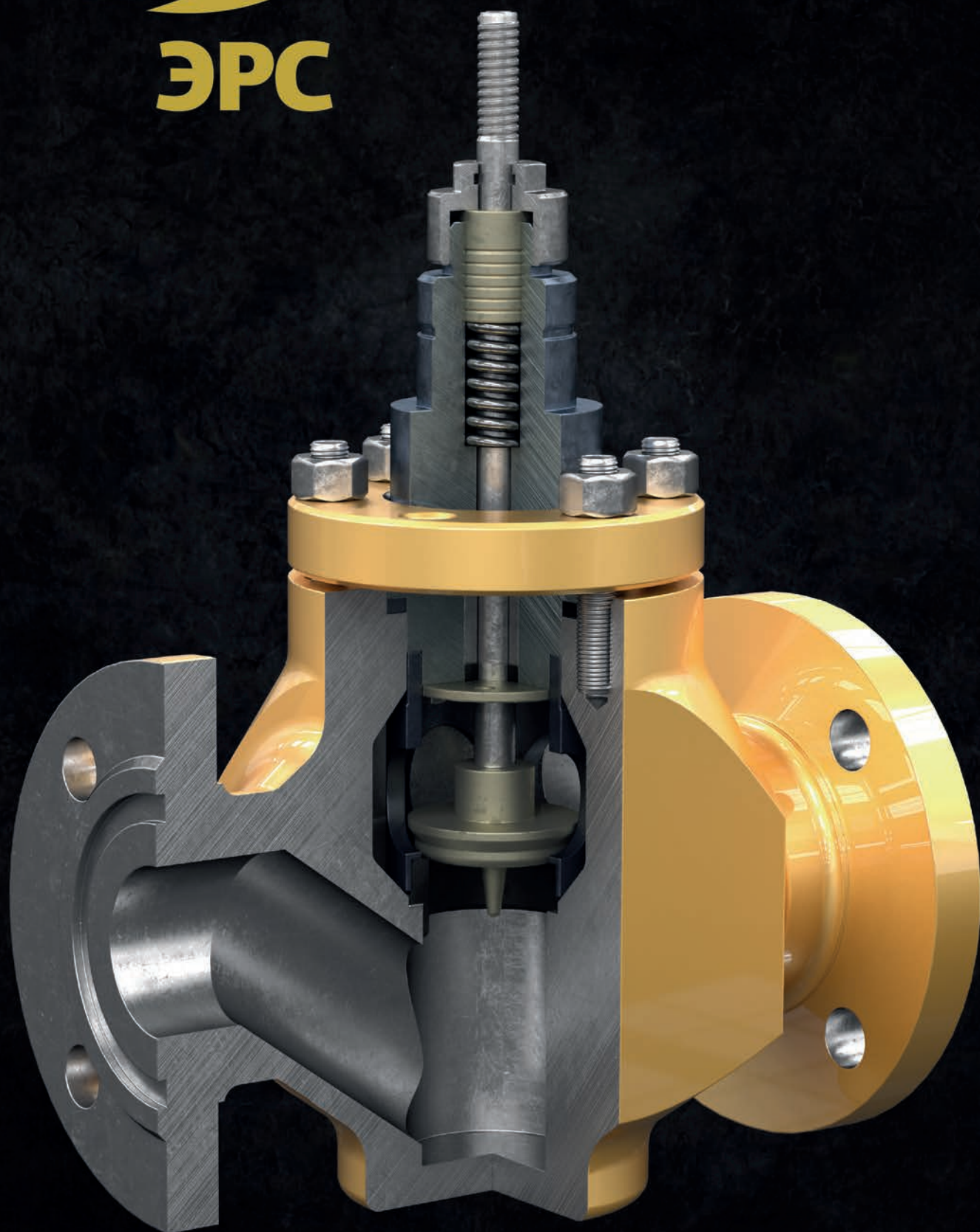
Zakharenko Vladimir Aleksandrovich, head specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Dubrovin Alexander Vladimirovich, manager, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Starikov Maxim Alexandrovich, head specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



ЗАПОРНО-
РЕГУЛИРУЮЩАЯ
АРМАТУРА



Виды исполнения



МАРКИ
СТАЛИ

Ст20, 09Г2С,
12Х18Н10Т, 20ЮЧ,
13ХФА, 10Х17Н13М2Т
и другие марки стали



для
ТЕМПЕРАТУРЫ
РАБОЧЕЙ
СРЕДЫ

от -200 до +650 °С



для
ТЕМПЕРАТУРЫ
ОКРУЖАЮЩЕЙ
СРЕДЫ

от -60 до +70 °С



ПРОПУСКНЫЕ
ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

Ключевые определения надёжности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, воздействующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравновешивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон).

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

БЫСТРОСЪЁМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода.

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана).

Остальные технические характеристики

Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 B, A — по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

Влияние глинистых пород в разрезе продуктивного пласта на темпы падения добычи жидкости в низкопроницаемых коллекторах

Кардопольцева А.М.¹, Штинов В.А.¹, Давлетбаев А.Я.^{1,2}, Минибаев М.Р.¹, Асалхузина Г.Ф.¹, Трофимов В.Е.¹, Щутский Г.А.³, Мирошниченко В.П.³

¹ООО «РН-БашНИПинефть», Уфа, Россия, ²ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия,

³ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
minibaevmr@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Данная статья посвящена исследованию влияния упругих и фильтрационно-емкостных свойств глин на процессы перераспределения давления и фильтрации жидкости в области дренирования скважины и, как следствие, на продуктивность скважины. Сопоставление результатов расчетов показало существенное влияние глинистых пропластков в разрезе пласта на эксплуатационные характеристики и продуктивность скважины.

Материалы и методы

Исследование выполнено путем создания синтетических гидродинамических моделей с различным количеством глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта, с сохранением объемного соотношения между песчаником и глинами в соотношении 50:50.

Методы Арпса и Фетковича использовались для анализа кривых падения добычи и расчета прогнозных значений накопленной

добычи в области дренирования скважины, оценки и сравнения темпов изменения добычи жидкости в скважинах.

Ключевые слова

глинистые породы, сжимаемость порового пространства, фильтрационно-емкостные свойства, гидродинамическая модель, кривые падения добычи, метод Арпса, метод Фетковича

Благодарности

Авторы выражают благодарность Борщук О.С., Исламову Р.А., Нигматуллиной Р.Г., Хисамову А.А. (ООО «РН-БашНИПинефть») за ценные замечания и предложения при подготовке статьи.

Для цитирования

Кардопольцева А.М., Штинов В.А., Давлетбаев А.Я., Минибаев М.Р., Асалхузина Г.Ф., Трофимов В.Е., Щутский Г.А., Мирошниченко В.П. Влияние глинистых пород в разрезе продуктивного пласта на темпы падения добычи жидкости в низкопроницаемых коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-56-60

Поступила в редакцию: 02.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.3 | Original Paper

Clay rocks influence in the section of production formation on the liquid production decline rates in low permeability reservoirs

Kardopoltseva A.M.¹, Shtinov V.A.¹, Davletbaev A.Ya.^{1,2}, Minibaev M.R.¹, Asalkhuzina G.F.¹, Trofimov V.E.¹, Shchutsky G.A.³, Miroshnichenko V.P.³

¹“RN-BashNIPineft” LLC, Ufa, Russia, ²Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia, ³“RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia
minibaevmr@bnipi.rosneft.ru

Abstract

This article is devoted to the study of geomechanic and porosity clays properties influence on the processes of pressure redistribution and fluid filtration in the well drainage area, and as a result, on well productivity. Comparison of the calculation results showed a significant effect of clay interlayers in the reservoir section on the performance and productivity of the well.

Materials and methods

The study was carried out by creating synthetic hydrodynamic models with a different number of clay interlayers in the section of the productive formation, while maintaining the volume ratio between sandstone and clay in the ratio of 50:50.

The Arps and Fetkovich methods were used to analyze decline curve analysis production and calculate predicted values of cumulative

production in the area of well drainage, assess and compare the rate of change in fluid production in wells.

Keywords

clay rocks, pore space compressibility, reservoir properties, reservoir modeling, decline curve analysis, Arps method, Fetkovich method

For citation

Kardopoltseva A.M., Shtinov V.A., Davletbaev A.Ya., Minibaev M.R., Asalkhuzina G.F., Trofimov V.E., Shchutsky G.A., Miroshnichenko V.P. Clay rocks influence in the section of production formation on the liquid production decline rates in low permeability reservoirs. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 56–60. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-56-60

Received: 02.02.2023

Введение

Разработка месторождений, как правило, сопровождается значительным изменением начального порового давления из-за формирования воронок депрессии/репрессии вокруг эксплуатационных добывающих и нагнетательных скважин. При этом упругие свойства пласта, связанные с деформацией порового пространства горных пород, оказывают значительное влияние на распределения давления в межскважинном пространстве.

В настоящее время при создании геолого-гидродинамических моделей залежей углеводородов коэффициент сжимаемости порового пространства учитывается только для песчаных пропластков (т.е. для коллекторов с «активными» ячейками в гидродинамической модели). Глинистые пропластки задаются как пропластки с «неактивными» ячейками и не участвуют в процессах фильтрации жидкости. Это связано в том числе с отсутствием экспериментальных данных по определению сжимаемости глинистых пород и их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

В работе [1] авторы отмечают, что объемное содержание глинистых пород в интервале некоторых объектов разработки может превышать 50 % от всего объема. Стоит также отметить, что, по данным литературных источников, сжимаемость порового пространства глинистых пород может превышать сжимаемость порового пространства песчаника на один-два порядка [2]. Так, сжимаемость глинистых пород варьируется от 1×10^{-10} до $1-150 \text{ МПа}^{-1}$ [2, 3], в то время как коэффициент сжимаемости песчаника изменяется в пределах $0,3-10 \times 10^{-6} \text{ МПа}^{-1}$ [2, 3].

Согласно литературным данным [4] для глинистых пород характерны низкие фильтрационные свойства,

тем не менее проницаемость глини имеет значение, отличное от нуля. Коэффициент проницаемости глини характеризуется величинами от 10^{-3} до 10^{-11} мкм^2 . Наиболее часто встречаемые значения $10^{-6}-10^{-7} \text{ мкм}^2$. Коэффициент открытой пористости в глинах нижней и средней юры меняется по разрезу от 2,6 до 12,82 %.

В статье [5] приводятся сведения о пористости, сжимаемости порового пространства и проницаемости глины. Пористость варьируется от 6,5 до 7,5 %. Проницаемость глины тонкоотмученной составляет $5 \times 10^{-7} \text{ мкм}^2$. Сжимаемость порового пространства глини в упругопластической области составляет $1,54 \times 10^{-2} \text{ МПа}^{-1}$.

Исследования об изменении коэффициентов сжимаемости пор коллекторов в зависимости от их глинистости были проведены В.М. Добрыниным [6]. Они свидетельствуют о том, что коэффициент сжимаемости пор песчано-глинистых коллекторов возрастает с увеличением относительной глинистости:

$$\beta_{\Pi} = \frac{1}{(1-\eta_{\text{ГЛ}})} \times \beta_{\Pi}', \quad (1)$$

$$\eta_{\text{ГЛ}} = \frac{V_{\text{БК}}}{V_{\Pi}'} = \frac{\frac{V_{\text{БК}}}{V}}{\frac{V_{\Pi}}{V} - \frac{V_{\text{БК}}}{V}} = \frac{C_{\text{ГЛ}}}{\varphi + C_{\text{ГЛ}}}, \quad (2)$$

где β_{Π}' — коэффициент сжимаемости пор коллектора, не содержащего глинистых включений; $\eta_{\text{ГЛ}}$ — относительное содержание глинистых включений в объеме пор коллектора (относительная глинистость коллектора); $C_{\text{ГЛ}}$ — объемное содержание глинистых включений в породе; $V_{\text{БК}}$ — объем глинистых включений; V_{Π}' — объем свободного порового

пространства; V — объем породы; φ — коэффициент пористости коллектора, д. ед.; V_{Π}' — объем свободного порового пространства с глинистыми включениями (табл. 1).

Описание гидродинамических моделей

Фильтрация нефти и воды в продуктивном пласте описывается системой уравнений сохранения массы [7, 8]:

$$-\text{div} \left(\frac{kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \rho_o g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{s_o}{B_o} \right) + Q_o, \quad (3)$$

$$-\text{div} \left(\frac{kk_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \rho_w g \nabla z) \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\varphi \frac{s_w}{B_w} \right) + Q_w,$$

где k — тензор абсолютной проницаемости пористой среды; k_r — относительная фазовая проницаемость; μ — вязкость флюида; B — объемный коэффициент; p — давление в фазе; ρ — плотность фазы; g — ускорение свободного падения; z — ось, направленная вниз; φ — пористость; s — насыщенность фазой; Q — сток, источник фазы; индексы: w — вода, o — нефть.

В гидродинамической модели упругие свойства учитываются с помощью коэффициента сжимаемости порового пространства, характеризующего изменение порового объема в зависимости от пластового давления, в виде:

$$\varphi(p) = \varphi_o \left(1 + c_r (p - p_{ref}) + \frac{c_r^2 (p - p_{ref})^2}{2} \right), \quad (4)$$

где p_{ref} — начальное пластовое давление; p — давление нефти; c_r — сжимаемость породы при заданном давлении p_{ref} ; φ_o — пористость при давлении p_{ref} .

Для изучения влияния упругих и ФЕС глинистых пород на эксплуатационные показатели работы скважины созданы шесть синтетических гидродинамических моделей с изменением расположения глинистых пропластков в общем разрезе пласта. Таким образом, в гидродинамической модели отсутствуют неактивные ячейки, и глинистые пропластки влияют на процессы фильтрации жидкости.

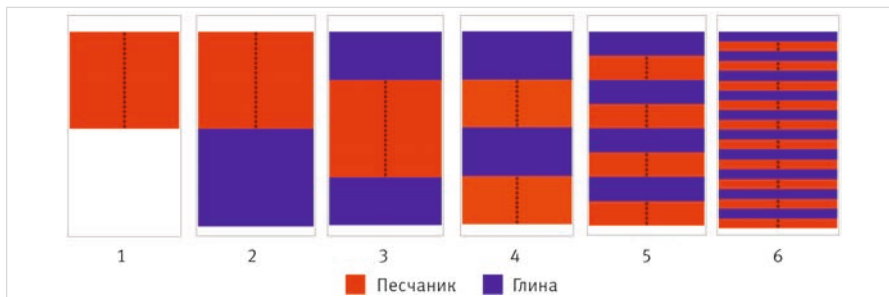


Рис. 1. Разрез по скважине в моделях № 1–6
Fig. 1. Well section in models № 1–6

Табл. 1. Упругие и фильтрационно-емкостные свойства глин
Tab. 1. Elastic and porosity properties of clays

Проницаемость, мкм ²	Пористость глин (открытая), %	Сжимаемость, 10 ⁻³ 1/МПа	Ссылка на источник информации
От 10 ⁻³ до 10 ⁻¹¹ Наиболее часто встречаемые: 10 ⁻⁶ –10 ⁻⁷	В аргиллитах: 1,6–6,1 В глинистых сланцах: 1,6–3,1 В алевролитах с глинистым цементом: 5,6–14,4	—	[4]
5×10 ⁻⁷ –5×10 ⁻⁸	Глина тонкоотмученная: 6,5 Глина алевритистая: 7,5 Алевролит глинистый: 13,6	—	[5]
Глина отмученная: 5×10 ⁻⁷ –5×10 ⁻⁸ Глина алевритовая: 5×10 ⁻⁶ –5×10 ⁻⁷	—	В упругой области: глина отмученная — 1,66 глина алевритовая — 1,35 В упруго-пластической области: глина отмученная — 15,4 глина алевритовая — 12,6	[1]
От 1×10 ⁻⁸ на глубине 2 500 м до 0,5×10 ⁻¹⁰ на глубине 5 500 м	Открытая пористость на глубине 2 500 м ≈ 11	—	[6]
—	—	от 1·10 ⁻¹⁰ до 1·150 МПа ⁻¹	[2]

В центре каждой модели располагалась добывающая вертикальная скважина с трещиной ГРП конечной проводимости, вскрывающей пласт на всю его мощность. Трещина ГРП задавалась в гидродинамической модели с полудлиной 50 м, раскрытием 0,005 м с помощью локального измельчения сетки и с проницаемостью 50 мкм². Скважина эксплуатировалась с постоянным забойным давлением 5,1 МПа в течение 8 лет. При этом начальное пластовое давление составляло 25,4 МПа. На границах модели задавалось

условие симметрии. Количество ячеек в расчетной сетке — 500×500×40; размеры ячеек — 10×10×0,4 м.

В модели № 1 трещина ГРП вскрывает однородный песчаный пласт толщиной 20 м с проницаемостью 10-3 мкм², пористостью 0,2 д. ед., нефтенасыщенностью 0,5 д. ед. В модели № 2 добавляется водонасыщенный интервал глин толщиной 20 м. Далее в моделях № 3–6 меняется расположение и количество глинистых пропластков в разрезе пласта, при этом сохраняется объемное соотношение

между песчанистыми и глинистыми пропластками в соотношении 50:50.

В моделях № 2–6 заданы следующие свойства глин: сжимаемость порового пространства глин, равная 1,5×10⁻² МПа⁻¹; проницаемость глин, равная 4×10⁻⁷ мкм²; пористость — 0,03 д. ед. (табл. 2).

Анализ результатов численного моделирования

По результатам гидродинамического моделирования получена динамика изменения пластового давления и дебита нефти скважины, а также распределение накопленной добычи нефти по скважине за 8 лет эксплуатации и дебит нефти на 7 сутки работы скважины для моделей № 1–6 (рис. 2).

Как видно из сопоставления, учет в гидродинамической модели глинистых пород оказывает значительное влияние на эксплуатационные показатели работы скважины. Стоит отметить, что объем нефтенасыщенного коллектора одинаковый для всех шести моделей. При этом накопленная добыча нефти по скважине в модели № 2 (с «активными» глинами) увеличивается на ≈13 % в сравнении с моделью № 1 (с «неактивными» глинами). По мере увеличения количества глинистых пропластков и увеличения площади контакта глины и песчаника в модели наблюдается рост объема добытой нефти за равный промежуток времени (рис. 2в).

Наличие глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта влияет на его энергетическое состояние и распределение давления в межскважинном пространстве [9, 10]. При снижении пластового давления в песчаном пропластке из-за возникшего градиента давления происходит выжимание воды из глинистых пропластков, в которых сохраняется повышенное пластовое давление вследствие затрудненной фильтрации (рис. 2б). С увеличением площади контакта глинистых и песчанистых пропластков растет объем воды, поступающей в пласт (коллектор) (рис. 3).

Анализ кривых падения дебита жидкости по методам Арпса и Фетковича

Кривые падения добычи проанализированы методами Арпса [11] и Фетковича [12]. Метод анализа кривых падения Арпса основан на эмпирической зависимости дебита и накопленной добычи от времени:

$$q(t) = \frac{q_{ref}}{[1 + bD_i t]^{\frac{1}{b}}}, \quad (5)$$

$$Q(t) = \frac{q_{ref}^b}{D_i(1-b)} (q_{ref}^{1-b} - q(t)^{1-b}), \quad (6)$$

где q_{ref} — первоначальный дебит; D_i — коэффициент падения; b — показатель истощения, который принимает значения от 0 до 1.

Метод Арпса рассматривает вертикальную скважину, находящуюся в замкнутом круглом пласте. Важным условием применимости данного метода является выход скважины на стабильный установившийся/псевдоустановившийся режим притока. Анализ промысловых данных предполагает работу скважины при постоянном забойном давлении и отсутствие изменений скин-фактора.

Показатель истощения b характеризует скорость падения добычи, коэффициент падения D_i — долю снижения дебита скважины во времени. С увеличением значения D_i сокращается период рентабельной эксплуатации скважины. Расчет коэффициентов

Табл. 2. ФЕС песчаника и глин в гидродинамических моделях
Tab. 2. FCP of sandstone and clays in hydrodynamic models

	Проницаемость, мкм ²	Пористость, д. ед.	Доля коллектора (ntg), д. ед.	Сжимаемость порового пространства, 1/МПа	Водонасыщенность, д. ед.
Песчаник	1×10 ⁻³	0,20	1	9,5×10 ⁻⁴	0,5
Глины	4×10 ⁻⁷	0,03	1	1,5×10 ⁻²	1

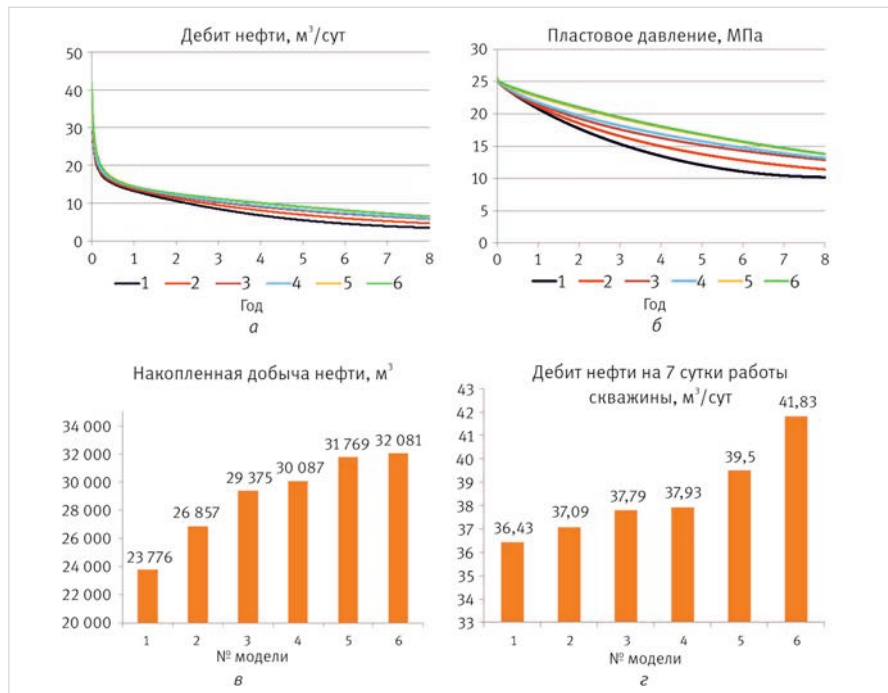


Рис. 2. Динамика изменения: а — дебита нефти; б — пластового давления по скважине. Распределение накопленной добычи нефти: в — за весь период работы скважины, г — дебита нефти на 7 сутки работы для моделей № 1–6

Fig. 2. Dynamics of oil production rate changes — а and reservoir pressure — б of the well. Distribution of cumulative oil production for the entire period of well operation — в and its oil production rate on the 7th day of operation — г for models № 1–6

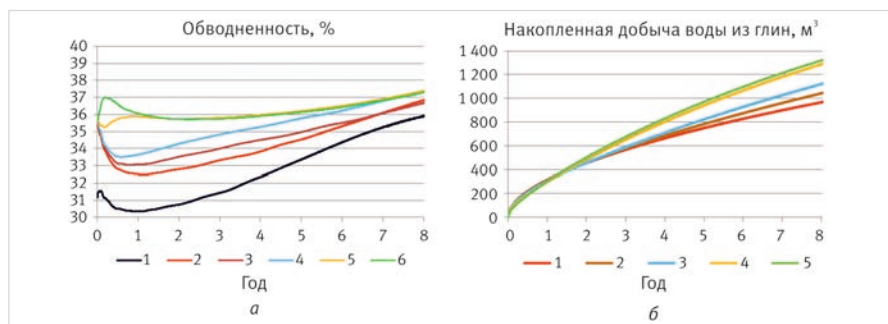


Рис. 3. Динамика изменения обводненности по скважине — а, распределение накопленной добычи воды из глин — б

Fig. 3. Dynamics of water cut changes in the well — а, distribution of cumulative water production from clays — б

b и D_i позволяет провести прогноз добычи и оценить накопленную добычу в данный период. То есть при заданном дебите ликвидации скважины q_a , зная коэффициенты падения, может быть получена оценка текущих извлекаемых запасов в области дренирования скважины до ликвидации $Q(t_a)$ и время ликвидации скважины t_a .

На рисунке 4 приведено сопоставление кривых падения дебита жидкости и накопленной добычи по моделям № 1, 3 и 6 в логарифмическом масштабе. Анализ данных по кривым падения Арпса показывает, что изменение расположения глинистых пропластков в разрезе пласта оказывает существенное влияние на прогнозные характеристики работы скважины. Так, например, при заданном дебите ликвидации скважины q_a , равным $5 \text{ м}^3/\text{сут}$, для модели № 1 без «активных» глин время ликвидации скважины t_a составляет 4 315 сут, накопленная добыча в зоне дренирования до ликвидации скважины $Q(t_a)$ составит $44\,000 \text{ м}^3$. С увеличением количества глинистых пропластков увеличивается время t_a и накопленная добыча. Для моделей № 3 и 6 время t_a равно 5 696 сут и 7 049 сут, $Q(t_a) — 59\,300 \text{ м}^3$ и $74\,300 \text{ м}^3$ соответственно.

Феткович М. Дж. в своей работе [12] предложил также анализировать работу скважины до выхода на установившийся/псевдоустановившийся режим притока, тем самым дополнив кривые падения Арпса. Совместный анализ данных до и после достижения границ области дренирования скважины позволяет оценить проводимость пласта kh и значение параметра R_e/r_{wa} , где R_e — расстояние до круговой области дренирования, r_{wa} — эффективный радиус скважины. Стоит отметить, что для метода Фетковича характерны все те же ограничения, что и для метода Арпса.

Анализ данных методом Фетковича показал, что изменение расположения глинистых

Табл. 3. Результаты анализа данных по методам Арпса и Фетковича
Tab. 3. Results of decline analysis using the Arps and Fetkovich methods

Модель №	$D_i, \text{год}^{-1}$	$t_a, \text{сут}$	$Q(t_a), \text{м}^3$	R_e/r_{wa}
1	0,36	4 315	44 000	281
2	0,31	5 177	53 400	308
3	0,29	5 696	59 300	322
4	0,28	5 989	62 800	330
5	0,25	6 863	72 500	352
6	0,24	7 049	74 300	358

пропластков в разрезе продуктивного пласта приводит к изменению его упругих характеристик. Так, увеличивается зона дренирования скважины (параметр R_e/r_{wa}) — и снижаются темпы падения добычи (рис. 5а). Например, для модели № 1 без «активных» глинистых перемычек коэффициент падения D_i составляет $0,36 \text{ год}^{-1}$, при $R_e/r_{wa} = 281$; для модели № 6 — $D_i = 0,24 \text{ год}^{-1}$, $R_e/r_{wa} = 358$. Время ликвидации скважины между крайними моделями № 1 и 6 отличается в 1,6 раза (рис. 5б), при этом накопленная добыча в области дренирования к моменту ликвидации скважины отличается почти в 2 раза (рис. 5в). Результаты оценки прогнозных показателей добычи и величина R_e/r_{wa} по всем рассчитанным моделям представлены в таблице 3.

Итоги

- Наличие глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта может оказывать кратное влияние на темпы падения дебита жидкости в скважинах.
- Темпы падения дебита жидкости и пластового давления в скважинах зависят от площади контакта коллектора с глинистыми пропластками в продуктивном пласте. Так, при увеличении количества пропластков в 10 раз темп падения

жидкости может уменьшиться до 50 %.

- Увеличение количества глинистых пропластков в разрезе продуктивного пласта приводит к увеличению объема добытой нефти за равные промежутки времени.

Выводы

В дальнейшем при построении геолого-гидродинамических моделей по объектам с высокой расчлененностью и проектировании систем разработки рекомендуется учитывать «неколлектор» с соответствующими ФЕС глинистых пропластков.

Литература

1. Кондров А.П., Сонич В.П., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Александров А.А., Сабурова Е.А. Способ построения геолого-гидродинамических моделей неоднородных пластов с тонким линзовидным переслаиванием песчано-алевритовых и глинистых пород. Патент RU 2656303 С1. 2018.
2. Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В. Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.
3. Кашников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: Недр-Бизнесцентр, 2007. 467 с.
4. Гольдберг В.М., Скворцов Н.П. Проницаемость и фильтрация в глинах. М.: Недра, 1986. 160 с.
5. Александров А.А., Габдраупов О.Д., Девяткова С.Г., Сонич В.П. Петрофизическая основа влияния глинистых пород, пластов и экранов на показатели разработки залежей // Нефтяное хозяйство. 2016. № 2. С. 38–43.
6. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. М.: Недра, 1970. 239 с.
7. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. Москва — Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004. 416 с.

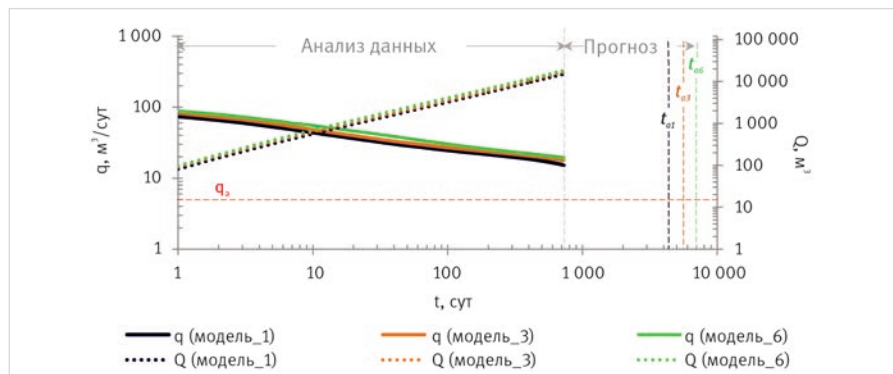


Рис. 4. Анализ данных добычи по методу Арпса
Fig. 4. Decline curve analysis using the Arps method

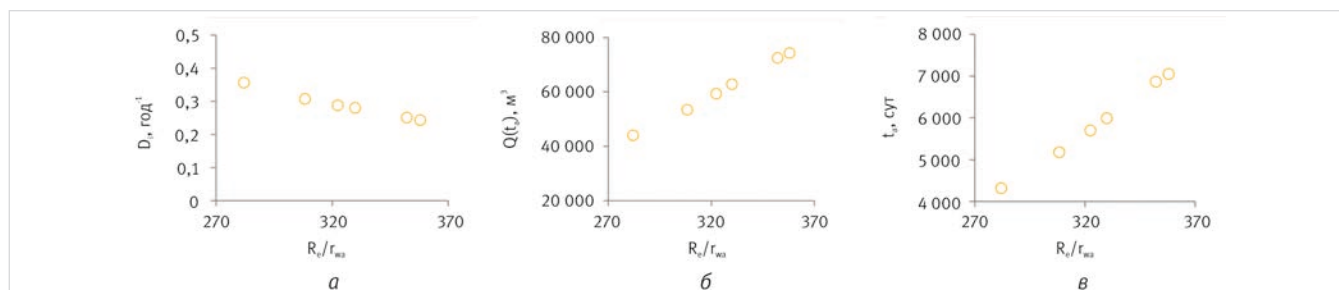


Рис. 5. Анализ данных добычи по методу Арпса и Фетковича: изменение коэффициента падения — а, прогнозной накопленной добычи — б и времени ликвидации скважины — в по рассматриваемым моделям
Fig. 5. Decline analysis using the Arps and Fetkovich method: change in the decline factor — а, anticipated cumulative production — б and well abandonment time — в for the considered models

8. Бадиков И.Х., Байков В.А., Борщук О.С. Программный комплекс «РН-КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недропользование XXI век. 2015. № 4. С. 96–103.
9. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Хабибуллин И.Л. Моделирование дифференциации пластового давления между нагнетательными и добывающими скважинами на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами // Вестник Башкирского университета. 2016. № 3. С. 537–544.
10. Галкин С.В., Кривошеков С.Н., Козырев Н.Д., Кочнев А.А., Менгалиев А.Г. Учет геомеханических свойств пласта при разработке многопластовых нефтяных месторождений // Записки горного института. 2020. Т. 244. С. 408–417.
11. Arps J.J. Analysis of decline curves. Transactions of the AIME, 1945, Vol. 160, P. 228–247. (In Eng).
12. Fetkovich M.J. Decline curve analysis using type curves. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 1065–1077. (In Eng).

ENGLISH

Results

- The presence of clay layers in the section of a productive formation can have a multiple effect on the rate of decline in fluid production in wells.
- The rate of decline in fluid flow rate and formation pressure in wells depends on the contact area of the reservoir with shale interlayers in the productive formation. So, with an increase in the number of interlayers by 10 times, the rate of liquid fall can decrease to 50 %.
- An increase in the number of clay interlayers in the productive

formation section a leads to an increase in the volume of oil produced for equal periods of time.

Conclusions

In the future, when geological and hydrodynamic modeling for objects with high dissection and designing development systems, it is recommended to take into account the “non-reservoir” with the corresponding reservoir properties of clay layers.

References

- Kondakov A.P., Sonich V.P., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Aleksandrov A.A., Saburova E.A. Method for construction of geological-hydrodynamic models of non-homogeneous reservoirs with thin interlensing of sand-silt and clay rocks. Pat. RU 2656303 C1, 2018. (In Russ).
- Osipov V.I., Sokolov V.N., Ereemeev V.V. Clay seals of oil and gas fields. Moscow: Nauka, 2001, 238 p. (In Russ).
- Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G. Rock mechanics in the development of hydrocarbon deposits. Moscow: Nedra-Biznescentr, 2007, 467 p. (In Russ).
- Goldberg V.M., Skvortsov N.P. Permeability and filtration in clays. Moscow: Nedra, 1986, 160 p. (In Russ).
- Aleksandrov A.A., Gabdraupov O.D., Devyatkova S.G., Sonich V.P. Petrophysical basis and assessment of the influence of argillaceous rock of formation and sieves on the formation development parameters. Oil industry, 2016, issue 2, P. 38–43. (In Russ).
- Dobrynin V.M. Deformations and changes in the physical properties of oil and gas reservoirs. Moscow: Nedra, 1970, 239 p. (In Russ).
- Aziz H., Settari E. Mathematical modeling of reservoir systems. Moscow – Izhevsk: Institute of computer science, 2004, 416 p. (In Russ).
- Badykov I.Kh., Baikov V.A., Borshchuk O.S. The software package “RN-KIM” as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon deposits. Nedropolzovanie XXI vek, 2015, issue 4, P. 96–103. (In Russ).
- Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Y., Habibullin I.L. Modeling of the reservoir pressure difference between injection and production wells in low permeable reservoirs. Bulletin of Bashkir University, 2016, issue 3, P. 537–544. (In Russ).
- Galkin S.V., Krivoshchekov S.N., Kozыrev N.D., Kochnev A.A., Mengaliev A.G. Accounting of geomechanical layer properties in multi-layer oil field development. Journal of Mining Institute, 2020, Vol. 244, P. 408–417. (In Russ).
- Arps J.J. Analysis of decline curves. Transactions of the AIME, 1945, Vol. 160, P. 228–247. (In Eng).
- Fetkovich M.J. Decline curve analysis using type curves. Journal of petroleum technology, 1980, Vol. 32, P. 1065–1077. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кардопольцева Алия Миннехановна, ведущий специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Kardopolceva Aliya Minnekhanovna, leading specialist of reservoir modeling department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Штинов Владимир Анатольевич, эксперт отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Shtinov Vladimir Anatolevich, expert of reservoir modeling department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Давлетбаев Альфред Ядгарович, кандидат физико-математических наук, начальник управления по моделированию и анализу исследований скважин и пластов, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия; доцент кафедры прикладной физики, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Davletbaev Alfred Yadgarovich, candidate of physical and mathematical sciences, head of the department of the reservoir modeling and welltest analysis, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia; assistant professor of department of applied physics, Ufa university of science and technology, Ufa, Russia

Минибаев Мурат Ринатович, старший специалист отдела гидродинамического моделирования, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия
Для контактов: minibaevmr@bnipi.rosneft.ru

Minibaev Murat Rinatovich, senior specialist of reservoir modeling department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: minibaevmr@bnipi.rosneft.ru

Асалхузина Гузьяль Фаритовна, главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Asalkhuzina Guzyal Faritovna, chief specialist, welltests department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Трофимов Вячеслав Евгеньевич, начальник управления по проектированию разработки месторождения, ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия

Trofimov Vyacheslav Evgenevich, chief specialist, welltests department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Щутский Григорий Анатольевич, главный менеджер, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Shchutsky Grigorij Anatolevich, chief manager, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of oil fields development department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю.

ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье приводится расчет потенциала снижения добычи воды, разработанный в рамках проекта по снижению затрат на подъем скважинной продукции. Идея работы заключается в расчете вероятности и объема добычи воды, превышающего уровень текущей выработки запасов нефти. Предполагается, что положительная разница фактической и теоретической обводненности, рассчитанной от выработки запасов нефти, по скважине определяет потенциал снижения добычи воды (объем «чужой воды»). Вероятность добычи «чужой воды» оценивается по степени соответствия критериям аномального обводнения.

Материалы и методы

В статье описана методика по аналитическому поиску скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на основе разработанных критериев. В качестве исходных данных для расчетов объемов и вероятности используются геолого-промысловые данные месячных эксплуатационных рапортов, данные технологических режимов, данные по интервалам перфорации.

Ключевые слова

ремонтно-изоляционные работы, ограничение водопритока, ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны, «чужая вода», коэффициент продуктивности, обводненность, преждевременное обводнение

Для цитирования

Ялашев И.И., Ганиев Ш.Р., Жданов Л.М., Никитенко В.Ю. Аналитический поиск скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ на примере месторождений Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 61–65. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-61-65

Поступила в редакцию: 03.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 Original Paper

Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia

Yalashv I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Y.

“RN-BashNIPlneft” LLC, Ufa, Russia

yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article presents the experience of calculating the potential for reducing water production, developed as part of a project to reduce the cost of lifting well products. The idea of the work is to calculate the probability and volume of water production exceeding the level of current production of oil reserves. It is assumed that the positive difference between the actual and theoretical water cut calculated from the production of oil reserves in the well determines the potential for reducing water production and is associated with extraction from an inappropriate interval, or with a violation of the integrity of the well structure, or with water breakthroughs through highly permeable layers, or cone formation. The probability of extraction of “foreign water” is estimated by the degree of compliance with the signs of abnormal flooding.

Materials and methods

The article describes a methodology for analytical search of candidate wells for repair and insulation works based on the developed criteria. Geological and field data of monthly operational reports, data of technological modes, data on perforation intervals and information of

design. The results of the calculations allow us to assess the economic efficiency of potential measures to reduce water production.

Keywords

squeeze job, water shut-off operations, casing patch operations, “foreign water”, productivity coefficient, water cut, premature watering

For citation

Yalashv I.I., Ganiev Sh.R., Zhdanov L.M., Nikitenko V.Y. Analytical search of candidate wells for repair and insulation works on the example of fields in Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 61–65. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-61-65

Received: 03.11.2022

Введение

Большинство месторождений компании ПАО «НК «Роснефть» Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризуются высокой выработкой, высокими значениями обводненности. Сложившиеся условия добычи нефти приводят

к высоким операционным затратам, поэтому для Компании актуальным становится вопрос снижения их затрат. Ряд месторождений с продолжительной историей разработки Компании являются неустойчивыми по рентабельности в условиях высокой волатильности макроэкономических параметров.

Ухудшение технического состояния скважин в процессе их длительной работы повышает вероятность увеличения объемов попутно-добываемой воды (рис. 1).

Для снижения операционных затрат на перекачку попутно-добываемой воды инициирован проект по оценке фонда скважин

и потенциала снижения ее объемов. Первым этапом проекта стала разработка методики по оперативной диагностике наличия «чужой воды» на основе анализа промышленной информации.

Описание методологии

Отправной точкой для разработки методики стал анализ возможных причин появления «чужой воды» и их сопоставление с возможными методами ликвидации либо минимизации ее доли в продукции скважин (табл. 1).

Традиционными методами снижения объемов попутно-добываемой воды являются: ремонтно-изоляционные работы (РИР), в том числе ограничение водопритока (ОВП) и ликвидация негерметичности эксплуатационной колонны (ЛНЭК).

Диагностировать факт наличия «чужой воды» можно следующими методами: химико-аналитическими, геофизическими, графо-аналитическими. Эти методы хорошо опробованы, но требуют значительных трудозатрат для построения зависимостей по каждой скважине.

Для подбора кандидатов существует большое количество различных методик, такие как экспресс-анализ состояния фонда нефтяных скважин; метод диагностики водопритоков графическим методом; экспресс-метод диагностики скважин для определения основных причин обводнения; скважинная диагностика водопритоков; расчет функции целесообразности проведения РИР [1].

У всех методик есть общие черты:

- выявление индикаторов (показатели, по которым делают вывод о наличии заколонной циркуляции (ЗЦК), перетоков);
- анализ и обобщение исходных данных статистическими методами;
- комбинирование параметров, построение графоаналитических зависимостей.

Вышеупомянутые общие положения были взяты за основу при разработке данной методики. В рамках работы проведена адаптация положений существующих методов диагностики «чужой воды» для условий месторождений Компании. Для определения вероятности добычи «чужой воды» принят нормированный комплексный параметр, отражающий суммарное соответствие основным признакам причин, представленных в таблице 1, среди которых величина относительной продуктивности по жидкости (K_1), динамика продуктивности (K_2), относительная обводненность (K_3) и динамика обводненности (K_4) (рис. 2).

Для расчета вероятности наличия «чужой воды» были введены четыре



Рис. 1. Соответствие выработки запасов нефти от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) и водонефтяного фактора по месторождениям Компании
Fig. 1. Compliance of the development of oil reserves from the IRR and the water-oil factor for the Company's fields



Рис. 2. Основные положения методики подбора кандидатов на ремонтно-изоляционные работы
Fig. 2. The main provisions of the methodology for selecting candidates for repair and insulation work

коэффициента (K_1-K_4). Каждый коэффициент имеет свой вес. Для того чтобы объединить эти коэффициенты в один, были выделены границы, ниже и выше которых значения получали минимальный и максимальный процент соответственно. Методика в большей мере основывается на коэффициенте продуктивности, поэтому K_1 получил максимальный вес в 40 %, а оставшиеся три коэффициента по 20 %. Веса для параметров были определены экспертной оценкой. Таким образом, скважина может получить максимальное

значение вероятности наличия чужой воды в 100 %. Итоговое выражение выглядит следующим образом:

$$K = K_1^* + K_2^* + K_3^* + K_4^*, \quad (1)$$

где $K_1^*-K_4^*$ — это процентные меры значений параметров K_1-K_4 относительно их максимальных границ.

K_1^* — процентная мера относительной продуктивности по жидкости:

$$K_1^* = 0 \%, \text{ если } K_1 \leq 0,9, \quad (2)$$

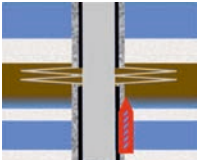
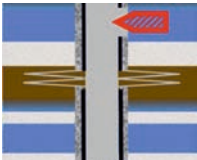
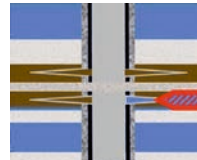
$$K_1^* = (K_1 - 0,9) \times 40/14,1, \text{ если } \text{если } 0,9 < K_1 < 15, \quad (3)$$

$$K_1^* = 40 \%, \text{ если } K_1 \geq 15, \quad (4)$$

где K_1 — это относительная продуктивность по жидкости, показывающая отклонение удельного коэффициента продуктивности скважины от удельного коэффициента продуктивности по блоку, и определяется по формуле:

$$K_1 = \frac{K_{\text{прод_уд}}}{K_{\text{прод_уд_блок}}}, \quad (5)$$

Табл. 1. Причины появления «чужой воды»
Tab. 1. The reasons for the appearance of «foreign water»

Причины			
Нарушение герметичности заколонного пространства	Нарушение герметичности эксплуатационной колонны	Опережающее обводнение отдельных интервалов, а также конусообразование	
Решение	Проведение ремонтно-изоляционных работ по ликвидации ЗКЦ	Проведение ЛНЭК	Проведение ОВП

где $K_{\text{прод.уд}} = K_{\text{прод}}/h_{\text{эфф}}$ — продуктивность скважины на метр эффективной мощности пласта, т/(атм·сут·м); $K_{\text{прод}} = Q_{\text{жид}}/(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})$ — коэффициент продуктивности, т/(атм·сут); $Q_{\text{жид}}$ — дебит жидкости, т/сут; $P_{\text{пл}}$, $P_{\text{заб}}$ — пластовое и забойное давление, атм; $h_{\text{эфф}}$ — эффективная мощность пласта, м; $K_{\text{прод.уд.блок}}$ — средняя удельная продуктивность по блоку, за исключением рассматриваемой скважины, т/(атм·сут·м).

Границы для относительной продуктивности по жидкости были выбраны исходя из общего расчета по всем скважинам региона. По всей выборке скважин наблюдалось, что у большинства скважин K_1 находился в диапазоне от 0 до 15, однако скважины, у которых вышло менее 0,9, имели низкий коэффициент продуктивности на метр эффективной толщины.

Приведем пример расчета вероятности наличия «чужой воды» в скважине, на которой продолжительное время не было «тяжелых» геолого-технических мероприятий (ГТМ) (ГРП, ПВЛГ, ЗБС). На рисунке 3 представлен блок № XX месторождения № 4 объекта разработки АВ. В данном блоке на текущий момент работают три скважины: УУУ, ZZZ, ВВВ (табл. 2).

Относительная продуктивность по жидкости выявляет скважины с аномальным превышением продуктивности относительно других скважин в блоке.

K_2^* — процентная мера динамики продуктивности скважины:

$$K_2^* = 0\%, \text{ если } K_2 \leq 0, \quad (6)$$

$$K_2^* = 20 \times K_2\%, \text{ если } 0 < K_2 < 1, \quad (7)$$

$$K_2^* = 20\%, \text{ если } K_2 \geq 1, \quad (8)$$

где K_2 — это динамика продуктивности скважины по жидкости, показывающая изменение коэффициента продуктивности за скользкий год эксплуатации.

Для определения K_2 строится линейный тренд изменения коэффициента продуктивности за скользкий год, и за K_2 принимается значение углового коэффициента получившейся зависимости. Границы для динамики продуктивности были выбраны таким образом, чтобы отслеживать скважины, у которых коэффициент продуктивности со временем возрастает, а не снижается. Скважины, у которых K_2 превышает единицу, получают максимальный вес, т.к. по ним наблюдается резкое увеличение продуктивности (рис. 4). Для

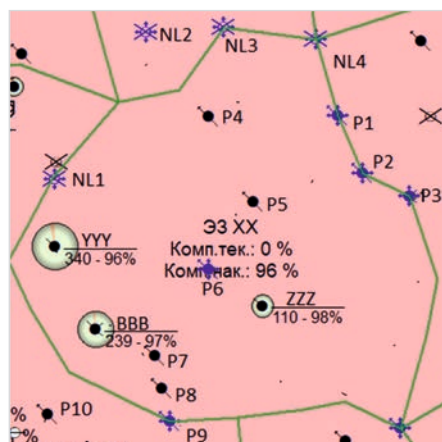


Рис. 3. Блок № XX месторождения № 4 объекта АВ
Fig. 3. Block № XX of field № 4 of the AV object

Табл. 2. Показатели удельной продуктивности и коэффициента K_1 для блока № XX месторождения № 4 объекта АВ

Tab. 2. Indicators of specific productivity and coefficient K_1 for block № XX of field № 4 of the AV object

Скважина	$K_{\text{прод.уд}}$, т/(атм·сут·м)	$K_{\text{прод.уд.блок}}$, т/(атм·сут·м)	K_1 , д.е.	K_1^* , %
УУУ	2,84	0,201	14,094	37,4
ZZZ	0,208	1,517	0,137	0
ВВВ	0,195	1,524	0,128	0

этой скважины коэффициент K_2 будет равняться 0,0164. Данный параметр позволяет оценить, как резко изменяется коэффициент продуктивности скважины во времени.

K_3^* — процентная мера относительной обводненности скважины:

$$K_3^* = K_3 \times 20/110\%, \quad (9)$$

где K_3 — это относительная обводненность, характеризующая отклонение начальной обводненности скважины от обводненности блока на ту же дату, и считается следующим образом:

$$K_3 = \frac{W_{\text{с.скв.на.начало.экс.}} + 10\% - W_{\text{с.блока.на.дату.запуска.скв.}}}{W_{\text{с.блока.на.дату.запуска.скв.}}} \quad (10)$$

где $W_{\text{с.скв.на.начало.экс.}}$ — обводненность скважины на третий месяц после ввода в эксплуатацию, %; $W_{\text{с.блока.на.дату.запуска.скв.}}$ — обводненность блока на третий месяц после ввода в эксплуатацию рассматриваемой скважины, %.

На рисунке 5 графически показана разность между обводненностью блока и рассматриваемой скважины. Следует учесть, что обводненность берется на третий месяц работы скважины, для установившегося режима (табл. 3). Обратим внимание, что данному

коэффициенту добавляется 10 % к расчету, так как обводненность по новым скважинам в Компании в среднем на 10 % ниже обводненности по блоку.

Для скважины № УУУ K_3 будет равняться 5 % (90 + 10 - 95).

Относительная обводненность позволяет оценить, как сильно скважина была обводнена на старте ее эксплуатации в сравнении с текущей ситуацией в блоке, т.к. есть вероятность попадания в промытый интервал.

K_4^* — процентная мера динамики обводненности скважины:

$$K_4^* = (1 - K_4) \times 20\%, \text{ если } 0 \leq K_4 \leq 1, \quad (11)$$

$$K_4^* = 0\%, \text{ если } K_4 < 0, \quad (12)$$

где K_4 — это динамика обводненности, показывающая отклонение ХВ (характеристики вытеснения) скважины от эталонной ХВ, и равна:

$$K_4 = \frac{U_{\text{скв}}}{U_{\text{блок}}} \quad (13)$$

$$\text{если } U_{\text{скв}} < U_{\text{блок}} \quad (14)$$

$$\text{если } U_{\text{скв}} > U_{\text{блок}}$$

где $U_{\text{скв}}$ — угловой коэффициент ХВ скважины, вычисленный с помощью

Табл. 3. Сравнение обводненности блока № XX и скважины № УУУ месторождения № 4

Tab. 3. Comparison of the water content of block № XX and well № УУУ of field № 4

Дата	Динамика обводненности блока, %	Динамика обводненности скважины, %
1 месяц эксплуатации	94	87
2 месяц эксплуатации	94	87
3 месяц эксплуатации	95	90
4 месяц эксплуатации	95	93
5 месяц эксплуатации	95	93

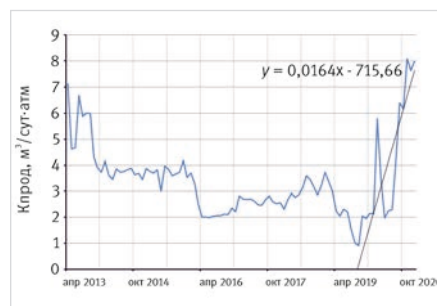


Рис. 4. Изменение коэффициента продуктивности за историю разработки, скважина № УУУ месторождения № 4
Fig. 4. Change in the productivity coefficient over the history of development, well № УУУ of field № 4

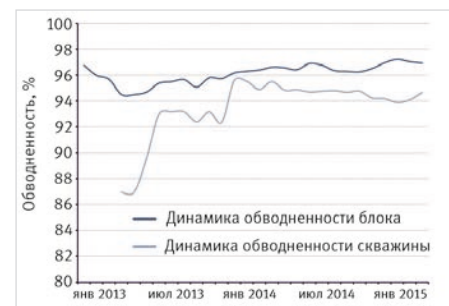


Рис. 5. Динамика обводненности скважины № УУУ и блока № XX месторождения № 4
Fig. 5. Dynamics of water cut of well № УУУ and block № XX of field № 4

Табл. 4. Сопоставление результатов апробации методики с ранее выполненными мероприятиями на скважинах
 Tab. 4. Comparison of the results of approbation of the methodology with previously performed measures at wells

Месторождение	№ скв.	Дата ОВП	Вероятность наличия «чужой воды», %	Объем «чужой воды», м³/сут	Параметры до ОВП			Параметры после ОВП			Прирост	
					Qж, м³/сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м³/сут	Qн, т/сут
№ 2	ZYB	01.2016	80	173	384	16,1	95	202	16,1	90,5	-182	0
№ 2	ZAZ	01.2016	65	151	364	6,1	98	218	11,0	94	-146	4,9
№ 22	ZD	01.2017	74	122	496	13,1	97	372	13,1	96	-124	0
№ 21	YZC	12.2017	64	139	283	2,5	99	127	6,6	94	-156	4,1
№ 21	YOD	01.2018	65	306	480	8,3	98	160	8,3	94	-320	0
№ 4	PPP	08.2018	69	375	554	2,3	99,5	163	5,6	96	-391	3,3

построения линейного тренда по кривой ХВ; XB — угловой коэффициент эталонной ХВ блока, вычисленный с помощью построения линейного тренда по кривой ХВ.

Строится линейный тренд изменения ХВ по скважине и эталонной ХВ блока [2], и берутся значения углового коэффициента изменения ХВ (рис. 6). K_4 варьируется от 0 до 1. Для скважины № УУУ месторождения № 4 $K_4 = 35,2/234,5 = 0,15$. Оценивая коэффициент динамики обводненности, можно понять, как сильно отличается обводнение скважины от эталонного значения.

Для получения итоговой вероятности наличия «чужой воды», параметры K_1-K_4 скважины № УУУ месторождения № 4 перевели в их процентные меры и получили следующие значения: $K_1^* = 37,4\%$, $K_2^* = 1\%$, $K_3^* = 0,33\%$, $K_4^* = 17\%$. По данной скважине весомыми стали коэффициенты K_1^* и K_4^* , а по K_2 и K_3 получились низкие значения вероятности, поэтому методика и подразумевает анализ скважин по нескольким параметрам. Итоговая вероятность наличия «чужой воды» составила 55,73 %.

После оценки вероятности наличия «чужой воды» на скважине рассчитываем ее объем по следующему выражению:

$$Q_{\text{чуж.в.}} = (K_{\text{прод.уд.}} - K_{\text{прод.уд.блок}}) \times (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \times W_c \times h_{\text{эфф}} \quad (15)$$

где $K_{\text{прод.уд.}}$ — удельная продуктивность скважины на метр эффективной мощности пласта, т/(сут·атм·м); $K_{\text{прод.уд.блок}}$ — средний удельный коэффициент продуктивности окружения (вычисляется по блоку); $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление на текущую дату, атм; $P_{\text{заб}}$ — забойное давление на текущую дату, атм; W_c — текущая обводненность скважины, д.е.; $h_{\text{эфф}}$ — эффективная мощность пласта, м.

Объем «чужой воды» на скважине № УУУ составил 9,6 м³/сут, при дебите жидкости 42,6 м³/сут.

В качестве дополнительного теста для определения работоспособности разработанной методики был произведен ретроспективный расчет вероятности наличия «чужой воды» на скважинах с уже проведенными мероприятиями по ограничению водопри токов. Результаты расчетов и оценка вероятности наличия «чужой воды» приведены в таблице 4.

Рассмотрим скважину № PPP месторождения № 4. По комплексу проведенных исследований от 10.07.2018 на скважине № PPP

отмечается работа проектных пластов АВ. В притоке вода с пленкой нефти. Обводнение продукции скважины происходит по пласту, а также в результате ЗКЦ с глубины 1 868,8 м и подтягивания воды с неперфорированной части с глубины 1 904,8 м (пласт монолит). После проведения РИР 09.08.2018 объем попутно добываемой воды снизился на 391 м³/сут (значение хорошо коррелирует с объемом «чужой воды» — 375 м³/сут), а дебит нефти вырос на 3,3 т/сут. На рисунке 7 приведен график дебитов нефти и жидкости до и после проведения РИР на скважине № PPP. Расчет вероятности наличия

«чужой воды» на данной скважине составляет 69 % (табл. 5).

По предложенной методике было подобрано 16 первоочередных кандидатов и на текущий момент выполнено три скважино-операции ОВП. Проведенные работы технологически успешны (табл. 6).

Результаты, приведенные в таблицах 4 и 6, описывают вероятность наличия «чужой воды» и подтверждают работоспособность методики. Скважины с возможным наличием «чужой воды» сопоставляются с прямыми исследованиями, проведенными на скважинах (термометрия, дебитометрия, выявления ЗКЦ

Табл. 5. Расчет вероятности наличия «чужой воды» на скважине № PPP месторождения № 4

Tab. 5. Calculation of the probability of the presence of “foreign water” at well № PPP of field № 4

Кпрод_уд, т/(атм·сут·м)	Кпрод. уд.блок, т/(атм·сут·м)	Угловой коэф. Кпрод	Обводненность		Угловой коэф. ХВскв	Угловой коэф. ХВ
			Фактическая, %	Эталонная по блоку, %		
1,357	0,353	0,098	62	76,7	118,74	208,5
	K1	K2		K3		K4
	3,845	0,098		-4,7		0,57
	K1*	K2*		K3*		K4*
	40%	20%		0%		9%

К

69 %

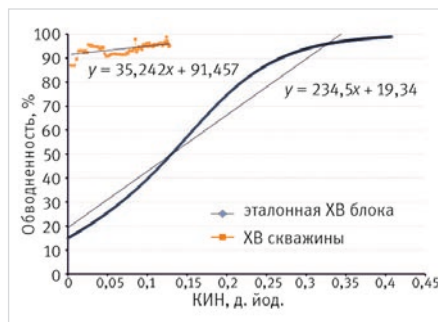


Рис. 6. Эталонная характеристика вытеснения нефти по блоку и фактическая характеристика вытеснения скважины № УУУ месторождения № 4

Fig. 6. Reference characteristic of oil displacement by block and actual characteristic of displacement of well № УУУ of field № 4

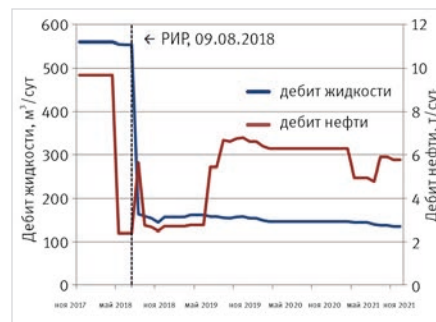


Рис. 7. Дебит нефти и жидкости скважины № PPP месторождения № 4

Fig. 7. Oil and liquid flow rate of well № PPP of field № 4

Табл. 6. Результаты проведения ограничения водопритока на скважинах-кандидатах, выбранных по предложенной методике
 Tab. 6. Results of water inflow restriction at candidate wells selected according to the proposed methodology

Месторождение	№ скв.	Дата ОВП	Вероятность наличия «чужой воды», %	Объем «чужой воды», м ³ /сут	Параметры до ОВП			Параметры после ОВП			Прирост	
					Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут	W, %	Qж, м ³ /сут	Qн, т/сут
№ 21	PAD	07.21	85	480	800	6,9	99	299	7,8	97	-501	0,9
№ 22	DSA	07.21	70	90	104	7,3	92	19	4,5	73	-85	-2,8
№ 4	NNN	11.21	66	162	386	3,3	99	220	3,7	98	-166	0,5

и т.д.). Методика позволяет оперативно проанализировать все скважины региона и выделить наиболее проблемные.

Итоги

Разработана методика комплексной оценки вероятности наличия «чужой воды» на скважине. Методика, в силу своей простоты и оперативности, масштабируема на другие месторождения ПАО «НК «Роснефть».

Выводы

- Методика позволяет оперативно оценить состояние всего фонда и выявлять скважины с «чужой водой». На основе данной оценки составляется

приоритетный перечень скважин-кандидатов с высокой вероятностью наличия и величиной «чужой воды». Данный перечень является основой для составления программы промыслово-геофизических исследований и ГТМ по всему дочернему обществу.

- Апробация методики показала качественную сходимость на уже выполненных ОВП с расчетом вероятности наличия «чужой воды» на скважинах.
- На трех скважинах-кандидатах по предложенной методике были проведены эффективные работы по ОВП. Вероятность наличия «чужой воды» по данным скважинам 66–85 %.

Литература

- Габдулов Р.Р., Никишов В.И., Сливка П.И. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2009. № 4. С. 22–26.
- Антонов М.С., Гумерова Г.Р., Рафикова Ю.И., Салиенко Н.Н., Кевлич Р.В., Чермянин П.И. Повышение эффективности процесса мониторинга разработки месторождений на основе построения эталонных характеристик вытеснения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 4. С. 44–48.

ENGLISH

Results

A method of complex assessment of the probability of the presence of “foreign water” at the well has been developed. The methodology, due to its simplicity and efficiency, is scalable to other fields of “NK “Rosneft” PJSC.

Conclusions

- The methodology allows you to quickly assess the condition of the entire fund and identify wells with “foreign water”. Based on this assessment, a priority list of candidate wells is compiled with a high probability of the presence and magnitude of “foreign water”. This

list is the basis for the compilation of the field and geophysical research and geological and technical measures program for the entire subsidiary.

- The approbation of the methodology showed qualitative convergence on already performed water shut-off operations with the calculation of the probability of the presence of “foreign water” on wells.
- Effective water shut-off operations work was carried out at three candidate wells according to the proposed methodology. The probability of the presence of “foreign water” according to these wells is 66–85 %.

References

- Gabdulov R.R., Nikishov V.I., Slivka P.I. Best practice for selecting potential candidate wells and methods for repair and insulation works (RIW). Technical Bulletin of Rosneft, 2009, issue 4, P. 22–26. (In Russ).
- Antonov M.S., Gumerova G.R., Rafikova Yu.I., Saliyenko N.N., Kevlich R.V., Chermyanin P.I. Improving the efficiency of monitoring oil fields development on the basis of standard displacement characteristics. Oil Industry, 2019, issue 4, P. 44–48. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ялашев Искандар Ильгизович, старший специалист отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
 Для контактов: yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Yalashv Iskandar Ilgizovich, senior specialist of the department for development and monitoring of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
 Corresponding author: yalashevii@bnipi.rosneft.ru

Ганиев Шамиль Рамилевич, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Ganiev Shamil Ramilevich, head of the department for development and monitoring of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Жданов Ленар Маратович, начальник управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Zhdanov Lenar Maratovich, head of department for development of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Никитенко Владимир Юрьевич, заместитель начальника управления по разработке месторождений СН-МНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Nikitenko Vladimir Yurievich, deputy head of department for development of SN-MNG Fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога (часть 2)

Абдрахманова Э.К.¹, Исламов Р.Р.¹, Кузин И.Г.¹, Нигматуллин Ф.Н.¹, Антаков И.С.¹, Кузнецов А.М.², Гилаев Г.Г.³
¹ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия, ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия, ³КубГУ, Кубань, Россия
abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлен пример поиска аналога, адаптации гидродинамической модели целевой залежи с учетом истории разработки аналога и поиска оптимального варианта разработки путем проведения многовариантных расчетов.

Материалы и методы

Характеристики вытеснения объекта-аналога. Использование объекта-аналога для верификации гидродинамической модели нового объекта.

Ключевые слова

гидродинамическая модель, система разработки, многовариантные расчеты, геолого-физические характеристики, аналог, нефтегазоконденсатная залежь

Для цитирования

Абдрахманова Э.К., Исламов Р.Р., Кузин И.Г., Нигматуллин Ф.Н., Антаков И.С., Кузнецов А.М., Гилаев Г.Г. Повышение эффективности разработки новых нефтегазоконденсатных залежей за счет применения методики выбора объекта-аналога // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 66–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-66-69

Поступила в редакцию: 25.11.2022

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue (part 2)

Abdrakhmanova E.K.¹, Islamov R.R.¹, Kuzin I.G.¹, Nigmatullin F.N.¹, Antakov I.S.¹, Kuznetsov A.M.², Gilaev G.G.³
¹“RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia, ²Gubkin University, Moscow, Russia, ³Kuban state technological university, Kuban, Russia
abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article presents the example of searching for an analogue, the adaptation of the hydrodynamic model of the target reservoir on the history of the selected analogue development and searching optimal development option by carrying out multivariate calculations.

Materials and methods

Characteristics of displacement of an analogue reservoir object. Using an analogue object to verify the hydrodynamic model of a new reservoir object.

Keywords

hydrodynamic model, development system, multivariate calculations, geological-physical characteristics, analogue, oil and gas condensate reservoir

For citation

Abdrakhmanova E.K., Islamov R.R., Kuzin I.G., Nigmatullin F.N., Antakov I.S., Kuznetsov A.M., Gilaev G.G. Improving the efficiency of development new oil and gas condensate reservoirs using a method for selecting an analogue. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 66–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-66-69

Received: 25.11.2022

Введение

В данной работе представлен пример применения разработанной методики поиска объектов-аналогов, внедренной в модуль корпоративного программного комплекса «РН КИН» ПАО «НК «Роснефть» для снижения неопределенности при прогнозировании уровней добычи для неразрабатываемой нефтегазоконденсатной залежи [1, 2]. Для этого была выполнена трехэтапная работа: выбор объекта-аналога с применением модуля; адаптация гидродинамической модели (ГДМ) целевой залежи на характеристики вытеснения аналога путем модификации относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в системе «вода-нефть» и «газ-нефть»; проведение

многовариантных расчетов показателей разработки и технико-экономических показателей на основе настроенной модели для поиска оптимального варианта разработки.

Результаты и обсуждение

Апробация методики выбора объекта-аналога и применение информации по объекту-аналогу при прогнозировании показателей разработки.

В качестве целевой залежи выбрана неразрабатываемая нефтегазоконденсатная залежь массивного типа с подстилающей водой. Первым этапом работы является поиск геологического аналога по ранее описанной методике. Для поиска были выбраны

следующие качественные параметры:

- тип коллектора (терригенный);
- тип залежи по насыщению флюида (нефтегазоконденсатная);
- нефтегазоносная провинция (Западная Сибирь);
- стратиграфическая принадлежность (отложения мелового периода);
- организация системы поддержания пластового давления (с ППД).

В результате работы модуля было найдено два ближайших геологических аналога в соответствии с заданными параметрами ГФХ и свойств флюидов. На рисунке 1 приведено сопоставление шести количественных признаков найденных аналогов и целевой залежи.

На основе сопоставления этих параметров ГФХ на рисунке 1 видно, что параметры найденных аналогов близки к целевой залежи.

Наиболее близки к целевой залежи по набору количественных параметров является аналог 2, по которому имеется история разработки. В таблице 1 приведены рассчитанные невязки по аналогам относительно 6 параметров целевой залежи.

Следующий этап работы — создание синтетической секторной ГДМ целевой залежи и ее адаптация на характеристики вытеснения (ХВ) по выбранному объекту-аналогу. Как известно, на динамику ХВ, помимо геологических параметров, оказывают влияние технологические параметры, такие как заканчивание скважин, система разработки, организация системы ППД и т.д., они были учтены при адаптации модели: система разработки — пятиточечная система разработки с ППД, заканчивание добывающих и нагнетательных скважин — вертикальные скважины. На основе ХВ проведена настройка ОФП в системах «вода-нефть» и «газ-нефть» в синтетической ГДМ целевого объекта для обеспечения аналогичной динамики обводнения и ГФ. На рисунке 2 показано сопоставление ХВ (обводненности и ГФ от отбора от начальных извлекаемых запасов), полученных для группы скважин по объекту-аналогу с ХВ, полученных в секторной ГДМ после модификации ОФП.

Поиск оптимальной системы разработки

Заключительный этап данной работы — поиск оптимального варианта разработки целевой залежи с применением гидродинамической модели.

Ввиду отсутствия истории разработки по рассматриваемому объекту, настройка ГДМ была проведена на динамику обводнения и газового фактора объекта-аналога. В настроенной гидродинамической модели проведены многовариантные расчеты с варьированием параметров системы разработки. Целью проведения многовариантных расчетов является выбор системы разработки, обеспечивающий максимизацию КИН и показателей экономической эффективности разработки объекта.

При разработке нефтяных оторочек в подгазовой зоне и при наличии подстилающей воды применение горизонтальных скважин (ГС) является более эффективным способом разработки по сравнению с вертикальными скважинами (ВС), как известно из литературных источников [3–5]. Это объясняется тем, что применение ГС позволяет увеличить время до прорыва конусов газа и воды. Поэтому в качестве системы разработки рассмотрена рядная система разработки с добывающими и нагнетательными ГС, при этом варьировались такие параметры, как длина ГС, расстояние между рядами скважин и депрессия на пласт, являющиеся ключевыми при поиске оптимального варианта для нефтегазовых залежей.

Расчеты технико-экономических показателей были проведены в вышеупомянутом модуле ПК «РН-КИН» [2], в рамках которого предусмотрено следующее:

- расчет технологических показателей

разработки для различных вариантов разработки залежи;

- расчет экономики по залежи: при расчете технико-экономических показателей учитываются удельные затраты на бурение скважин, строительство кустовых площадок и операционные затраты на добычу, закачку и на содержание скважин;
- расчет экономики по месторождению: помимо описанных выше затрат, используемых в расчете экономики по залежи, учитываются капитальные вложения на площадные объекты обустройства и сети сбора.

Так как поиск оптимального варианта осуществлялся по залежи, NPV и другие технико-экономические показатели получены в соответствии с пунктом 1, затем по полученным результатам была определена наиболее эффективная система разработки для залежи.

В таблицах 2–5 приведены результаты многовариантных расчетов для систем разработки с ППД и без ППД. Показаны значения нормированного чистого дисконтированного дохода (NPV^*), рассчитанное как отношение

NPV расчетного варианта к значению максимального NPV в матрице вариантов, и коэффициента извлечения нефти (КИН).

Для выбора оптимального решения использован комплексный критерий для рентабельных вариантов:

$$G = КИН \times NPV^*, \quad (4)$$

где NPV^* — нормированный NPV .

На рисунке 3 приведены результаты расчетов комплексного критерия для рентабельных вариантов.

Итоги

Проведена апробация разработанного модуля выбора объекта-аналога корпоративного программного комплекса «РН-КИН» ПАО «НК «Роснефть». Для этого была выполнена трехэтапная работа: выбор объекта-аналога с применением модуля, адаптация ГДМ целевой залежи на характеристики вытеснения аналога путем модификации относительных фазовых проницаемостей и проведение

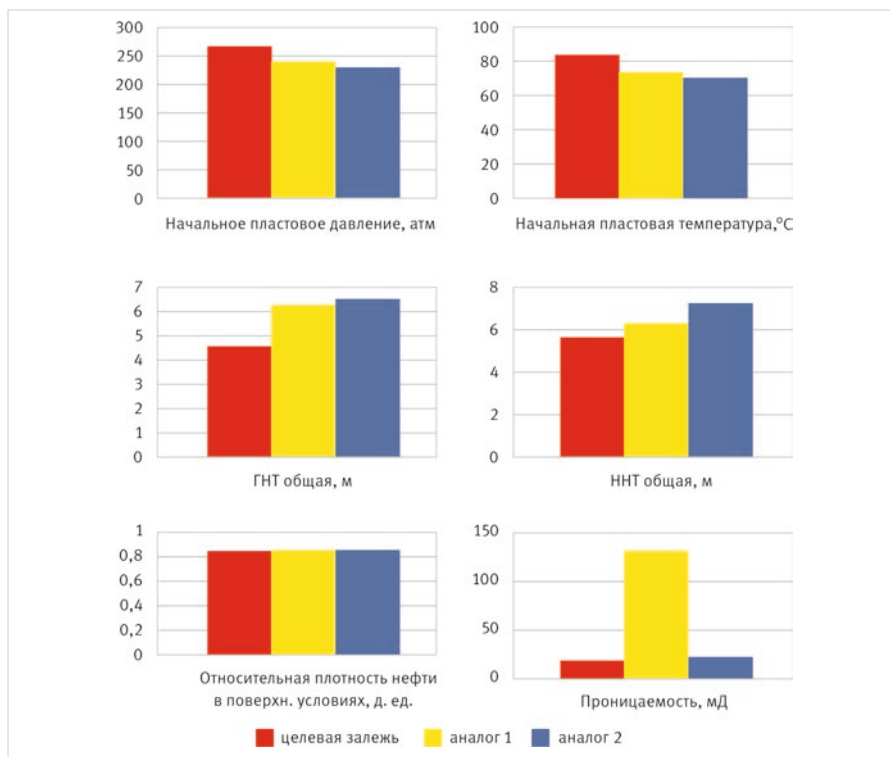


Рис. 1. Сопоставление параметров аналогов и целевой залежи
Fig. 1. Comparison analogs and target reservoir parameters

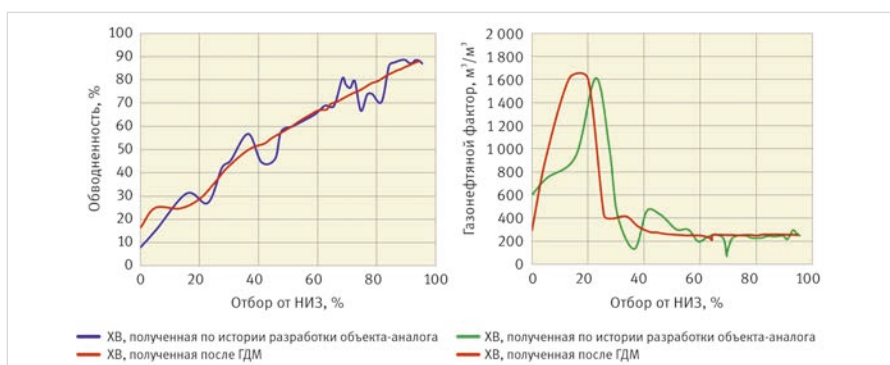


Рис. 2. Результаты настройки ГДМ на характеристики вытеснения по объекту-аналогу
Fig. 2. The results of setting up the hydrodynamic model for the characteristics of the displacement by the analog object

Табл. 1. Сравнение невязок по аналогам
Tab. 1. Comparison of analogues residuals

Объект	Невязка, д. ед.
Аналог 1	0,407
Аналог 2	0,244

многовариантных расчетов показателей разработки и технико-экономических показателей на основе настроенной модели для поиска оптимального варианта разработки.

Выводы

Выбор объектов-аналогов позволяет снизить неопределенность при прогнозировании уровней добычи в случае отсутствия истории разработки за счет использования напрямую характеристик вытеснения для аналогичных участков и систем разработки. В случае отличия системы разработки возможна настройка

ГДМ на динамику обводнения и газового фактора для участков объектов-аналогов со схожей геологией при реализации аналогичной системы разработки. После настройки ГДМ может быть использована для многовариантных расчетов по выбору оптимальной системы разработки.

Была проведена апробация подхода, где в результате подбора аналога с применением разработанного модуля, адаптации ГДМ целевой залежи на историю его разработки и проведения многовариантных расчетов определена оптимальная система разработки —

рядная система разработки с ППД с длиной ГС 1 000 м, расстоянием между рядами 400 м, долей депрессии от пластового давления 30 %.

Литература

1. Вологин И.С., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Харисова А.В., Лознюк О.А. Методика выбора объекта-аналога для нефтегазовой залежи по геолого-физическим характеристикам // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 124–127.

Табл. 2. Результаты расчетов NPV* для рядной системы разработки без ППД

Tab. 2. Calculations results NPV* for a row development system without RPM

Нет ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
Длина ГС, м												
300	-2,37	-0,79	-0,34	-0,13	-2,3	-0,72	-0,29	-0,07	-2,23	-0,71	-0,26	-0,08
500	-1,44	-0,31	-0,02	0,12	-1,34	-0,23	0,03	0,17	-1,34	-0,23	0,05	0,17
700	-0,92	-0,06	0,16	0,25	-0,84	0,02	0,23	0,31	-0,8	0,02	0,23	0,3
1 000	-0,45	0,16	0,32	0,37	-0,36	0,25	0,38	0,43	-0,33	0,27	0,4	0,43
1 500	-0,55	0,13	0,37	0,35	-0,53	0,22	0,37	0,36	-0,47	0,23	0,37	0,41

Табл. 3. Результаты расчетов КИН для рядной системы разработки без ППД

Tab. 3. Calculations results of oil recovery factor for a row development system without RPM

Нет ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
Длина ГС, м												
300	0,221	0,17	0,141	0,124	0,222	0,184	0,142	0,123	0,222	0,172	0,14	0,119
500	0,227	0,176	0,145	0,127	0,23	0,18	0,145	0,124	0,228	0,177	0,142	0,121
700	0,231	0,179	0,147	0,129	0,233	0,182	0,147	0,127	0,23	0,178	0,143	0,122
1 000	0,234	0,181	0,149	0,13	0,239	0,185	0,149	0,128	0,235	0,181	0,147	0,124
1 500	0,237	0,183	0,148	0,132	0,227	0,187	0,152	0,129	0,226	0,184	0,148	0,126

Табл. 4. Результаты расчетов NPV* для рядной системы разработки с ППД

Tab. 4. Calculations results NPV* for a row development system with RPM

ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
Длина ГС, м												
300	-1,69	0,06	0,43	0,58	-1,62	-0,01	0,3	0,41	-1,62	-0,07	0,2	0,31
500	-0,72	0,45	0,71	0,78	-0,74	0,39	0,57	0,61	-0,74	0,32	0,47	0,49
700	-0,24	0,68	0,87	0,9	-0,26	0,62	0,73	0,72	-0,28	0,55	0,63	0,59
1 000	0,18	0,9	1	1	0,28	0,83	0,86	0,82	0,21	0,76	0,75	0,66
1 500	0,15	0,85	0,97	0,97	0,18	0,8	0,82	0,78	0,13	0,72	0,72	0,64

Табл. 5. Результаты расчетов КИН для рядной системы разработки с ППД

Tab. 5. Calculations results of oil recovery factor for a row development system with RPM

ППД												
Депрессия, % от Рпл	30				50				70			
	Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м				Расстояние между рядами, м			
	200	400	600	800	200	400	600	800	200	400	600	800
Длина ГС, м												
300	0,278	0,256	0,214	0,185	0,275	0,244	0,192	0,16	0,272	0,233	0,178	0,145
500	0,289	0,256	0,218	0,187	0,286	0,246	0,195	0,161	0,284	0,236	0,18	0,143
700	0,296	0,258	0,22	0,189	0,293	0,248	0,197	0,161	0,291	0,239	0,182	0,143
1 000	0,302	0,26	0,222	0,19	0,301	0,251	0,199	0,162	0,299	0,241	0,183	0,142
1 500	0,309	0,263	0,224	0,191	0,309	0,254	0,201	0,162	0,305	0,245	0,184	0,142

- Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ «Комплексная экспресс-оценка разработки, концептуального обустройства и экономической эффективности разработки новых лицензионных участков» ПК «РН-КИН» № 2022614613.
- Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, 5–8 October 1986, SPE-15377-MS. (In Eng).
- Houpeurt A. Elements de mecanique des fluides dans les milieux poreux. Editions Technip, Paris, 1975, 237 p. (In French).
- Papatzacos P., Herring T.G., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal well. SPE annual conference and exhibition, San Antonio, 8–11 October 1989, SPE-19822-PA. (In Eng).

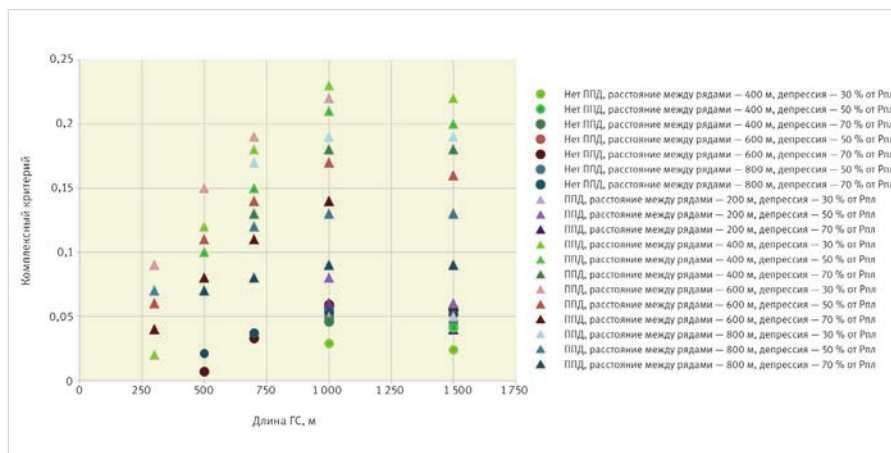


Рис. 3. Результаты расчетов комплексного критерия для рентабельных вариантов
Fig. 3. Complex criterion calculations results for profitable variants

ENGLISH

Results

Approbation of the developed module for selecting an object-analogue of the corporate software complex “RN-KIN” of Rosneft PJSC was carried out. To do this, a three-stage work was done: selecting an analogue object using the module, adapting the chosen reservoir to the characteristics of displacement of the analogue by modifying relative phase permeabilities and conducting multivariate calculations of development indicators and technical and economic indicators based on the adapted model to find the best option development.

Conclusions

To reduce uncertainty in forecasting production levels and choosing

a development variant, it is recommended to verify the hydrodynamic model of an undeveloped reservoir, taking into account the history of the development of an analogue, for example, by applying displacement characteristics of similar areas and development systems adapted for the considered reservoir.

As a result of selecting an analogue using the developed module, adapting the target reservoir to the history of its development and carrying out multivariate calculations, the optimal development system was determined – a row linear development system with reservoir pressure maintenance with a horizontal well length of 1 000 m, a distance between rows of 400 m, a drawdown ratio from reservoir pressure of 30 %.

References

- Vologin I.S., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Kharisova A.V., Loznyuk O.A. Methodology for selecting an analogous object for oil and gas reservoirs to geological and physical characteristics. Oil Industry, 2019, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
- Certificate of registration of the computer program “Comprehensive express assessment of the development, conceptual development and economic efficiency of new licensed areas development “RN-KIN” software” № 2022614613. (In Russ).
- Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, 5–8 October 1986, SPE-15377-MS. (In Eng).
- Houpeurt A. Elements de mecanique des fluides dans les milieux poreux. Editions Technip, Paris, 1975, 237 p. (In French).
- Papatzacos P., Herring T.G., Martinsen R., Skjaeveland S.M. Cone breakthrough time for horizontal well. SPE annual conference and exhibition, San Antonio, 8–11 October 1989, SPE-19822-PA. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Абдрахманова Элина Каримовна, старший специалист, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия
для контактов: abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Кузнецов Александр Михайлович, д.т.н., профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Нигматуллин Фанис Наилевич, начальник управления, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Антаков Илья Сергеевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Кузин Иван Геннадьевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «РН-БашНИПнефть», Уфа, Россия

Гиляев Гани Гайсинович, д.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела, КубГТУ, Кубань, Россия

Abdrakhmanova Elina Karimovna, senior specialist, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: abdrakhmanovaek@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d in physics and mathematics, head of department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Kuznetsov Alexandr Mikhaylovich, d.sc. in engineering, professor of the oil and gas mining department, Gubkin University, Moscow, Russia

Nigmatullin Fanis Nailevich, head of department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Antakov Ilya Sergeyevich, chief specialist, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Kuzin Ivan Gennadyevich, deputy general director of geology and development, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Gilayev Gani Gaysinovich, ph.d. of engineering sciences, professor of the department of oil and gas business, Kuban state technological university, Kuban, Russia

Проблемы экологии нефтяных месторождений и пути их решения

Добыча нефти и экология — тесно связанные понятия, поскольку нефтегазодобывающая отрасль — одна из экологически опасных отраслей хозяйствования в мировой практике.

Колоссальный ущерб экологии наносят выбросы в атмосферу, в том числе выбросы попутного нефтяного газа. Попутный нефтяной газ (ПНГ) — углеводородные газы, сопутствующие нефти и выделяющиеся при ее добыче на нефтегазовых месторождениях. Проблема использования попутного газа, добываемого из скважин вместе с нефтью, остро стоит во многих странах мира.

При современных способах разработки от 1–17 % нефти, газа и нефтепродуктов теряются в процессах добычи, подготовки, переработки, транспортирования и использования. Номенклатурный состав ядовитых загрязнений содержит около 800 веществ, в том числе мутагены (вливают на наследственность), канцерогены, нервные и кровяные яды (вливают на функции нервной системы), аллергены и др.

По оценкам на начало 2009 года (приводимым «Российской газетой» по исследованиям Минэнерго и Комитета Госдумы

по природным ресурсам, природопользованию и экологии), каждый год в России извлекалось 55 млрд м³ ПНГ. При этом в факелах сжигалось приблизительно 25 %, а это почти 14 млрд т. Половина полученного ПНГ тратится на нужды промыслов и списывается на технологические потери, и только около 25 % отправляется на переработку. А 14 млрд м³ — это более 3 % всей добычи природного газа в России и около 4 % его потребления на внутренние нужды страны. Таким образом, проблема загрязнения атмосферы непосредственно на месторождениях при эксплуатации добывающих скважин на сегодняшний день остается актуальной.

Причиной загрязнений окружающей среды в процессе эксплуатации скважин может являться вынужденный (аварийный) сброс газа, который может возникнуть из-за неоптимального режима работы скважин, например, в результате увеличения давления газа в затрубном пространстве, высоких давлений

в выкидном коллекторе. Кроме того, перед производством подземного или капитального ремонта нефтяных скважин производят сброс нефтяного газа из затрубного пространства в атмосферу в течение определенного времени. Отрицательное влияние можно уменьшить, если отнестись с большим вниманием к воздействию попутного нефтяного газа на экологию. Но, к сожалению, нефтегазодобывающие компании зачастую пренебрегают использованием дополнительного технологического оборудования, применение которого направлено на решение не только экологической, но и экономической проблемы, так как ПНГ является высокоценным сырьем. На сегодняшний день наиболее распространена механизированная добыча нефти с применением различного глубинно-насосного оборудования. Львиную долю из которого занимают электроцентробежные (61 %) и штанговые (31 %) насосные установки. Для предотвращения

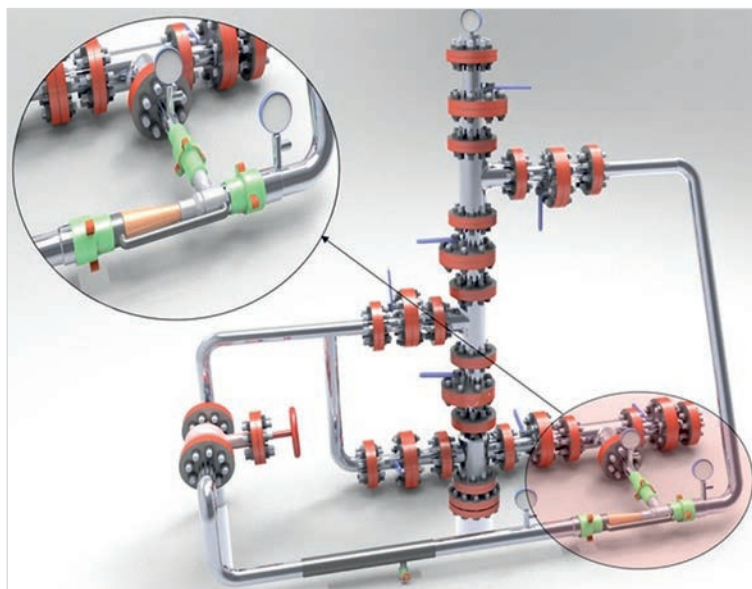


Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Фото 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки УСУ

Параметр	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м ³ /сут	118	142 (+24)	128	145 (+17)
Qн, тн/сут	26	32 (+6)	15	18 (+3)
Рлин, атм	21	21	27	27
Рзат, атм	22	2 (-20)	27	7 (-20)
Рпр, атм	29	26 (-3)	39	32 (-7)
Ндин, м	2 048	1 847 (-201)	1 464	1 323 (-141)

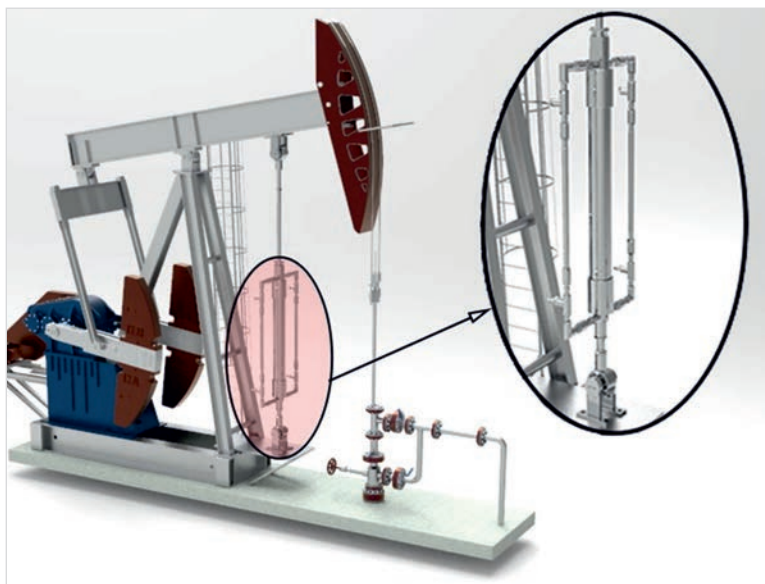


Рис. 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине



Фото 2. Компрессор скважинный, установленный на скважине

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после установки КС

Показатель	Скважина № 1		Скважина № 2	
	до	после	до	после
Qж, м ³ /сут	3,8	5,8 (+2)	5,5	6,8 (+1,3)
Qн, т/сут	3,5	5 (+1,5)	4,6	5,8 (+1,2)
Рлин, атм	32	32	31	31
Рзат, атм	27,5	0,5 (-27)	28,9	1,9 (-27)
Ндин, м	1 145	980 (-165)	1 290	945 (-345)

сброса ПНГ в атмосферу и сбора его как ценного сырья при эксплуатации добывающих скважин наша компания предлагает использовать технологическое оборудование для снижения затрубного давления до минимальных значений. Это позволит:

- исключить сбросы ПНГ в атмосферу,
- улучшить экологическую обстановку в регионе,
- улучшить характеристики работы глубинно-насосного оборудования,
- получать дополнительную прибыль за счет увеличения добычи нефти и газа без капитальных затрат на дорогостоящие геолого-технические мероприятия и методы увеличения нефтеотдачи.

Одной из перспективных технологий для решения проблемы загрязнения окружающей среды, повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, является технология снижения давления в затрубном пространстве с использованием эжекторных систем. Суть технологии заключается в следующем: согласно расчету, в устьевую обвязку выкидной линии скважины по «байпасной» линии устанавливается эжекторная система — «Устьевое струйное устройство — УСУ» (рис. 1, фото 1). Рабочей жидкостью для УСУ выступает добываемая продукция, которая по мере прохождения через конфузур устьевого устройства создаст пониженное давление в приемной камере, которая обвязана с затрубом скважины. В результате газ из затрубного пространства

инжектируется в выкидную линию, давление в затрубье снижается до значения давления в приемной камере.

Тем самым из-за снижения давления в затрубном пространстве происходит повышение динамического уровня, снижение количества газа на приеме УЭЦН и, как следствие, повышение эксплуатационных характеристик насоса и увеличение дебита скважины. При повышении динамического уровня возможно увеличить производительность насосной установки (увеличение выходной частоты ПЭД) с целью увеличения депрессии на пласт и получения дополнительной добычи нефти и газа.

Для скважин, оборудованных штанговыми глубинными насосами, привод которых осуществляется при помощи станков-качалок (СК), с целью снижения затрубного давления мы предлагаем устанавливать компрессор скважинный (КС) с приводом от балансира СК.

Компрессор представляет собой поршневой компрессор, устанавливаемый между балансиром и опорной рамой СК (рис. 2, фото 2). Шток подвешивается к балансиру на оси, цилиндр с рамой соединяется карданной опорой. Привод компрессора осуществляется от балансира СК. Шарнирная опора штока закрепляется на балансире СК, а шарнирная опора цилиндра на опорной раме качалки. При работе СК происходит возвратно-поступательное движение поршня относительно цилиндра, обеспечивающее процессы всасывания и нагнетания газа. Транспортировка

всасываемого и нагнетаемого газа осуществляется с помощью гибких рукавов высокого давления.

Применение данных технологий позволяет улучшить экологическую обстановку на месторождениях, а также сохранить здоровье как самих нефтедобытчиков, так и жителей нефтедобывающих регионов. Оборудование позволяет увеличить добычу нефти и газа без проведения дополнительных дорогостоящих мероприятий (скважины, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением), стабилизировать работу насосных установок, а также позволит перевести часть периодического фонда скважин в постоянный режим работы. При этом нефтяные компании получают дополнительную прибыль без капитальных затрат.



ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»

РТ, г. Лениногорск,
ул. Трубная, д. 15, стр. 1
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,
+7 (85595) 6-53-64,

modullen@mail.ru

Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки

Сулейманова М.В., Мироненко А.А., Сафин А.З., Бадретдинова А.А., Валиуллин Т.И., Гарипов А.Р.

ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Релаксация остаточных запасов нефти — частичное восстановление запасов подвижной нефти после остановки разработки месторождения, что может привести к повышению коэффициента извлечения нефти. Процессу способствуют наличие структурных поднятий, высокие выдержанность, проницаемость и связность пласта. По результатам бурения новых транзитных скважин и проведения геолого-технических мероприятий в период 2017–2022 гг. подтверждена теория о наличии эффекта релаксации остаточных запасов нефти на шельфовом пласте БС10(1–2) Западной Сибири.

Материалы и методы

Предложен алгоритм ввода во вторичную разработку нефтяного месторождения, находящегося на поздней стадии разработки, который включает в себя комплексирование исследований: отбор и анализ нового ядра, пересмотр фильтрационно-емкостных свойств пород, проведение гироскопических исследований

по старым скважинам, анализ насыщения транзитных скважин, перестроение гидродинамической модели с учетом новых данных.

Ключевые слова

релаксация остаточных запасов нефти, вторичная миграция запасов, поздняя стадия разработки, регенерация залежи

Для цитирования

Сулейманова М.В., Мироненко А.А., Сафин А.З., Бадретдинова А.А., Валиуллин Т.И., Гарипов А.Р. Релаксация остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 72–75. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-72-75

Поступила в редакцию: 25.01.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 | Original Paper

Oil migration on the last stage of oil fields development

Suleymanova M.V., Safin A.Z., Mironenko A.A., Badretdinova A.A., Valiullin T.I., Garipov A.R.

“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The migration of residual oil is partial flow of reserves that was displaced into zones with no production wells or from unswept zones after well shutting. This process is facilitated by favorable geological conditions, such as high continuity, permeability and connectivity of the formation, and the presence of anticlinal dome. Based on the results of drilled transit wells, the oil migration effect was confirmed, recommendations for further development of shallow marine sandstone of one of the fields in Western Siberia were given.

Materials and methods

This paper presents an algorithm for oil field secondary development at a late stage of development, is proposed, which includes the integration of research: selection and analysis of a new core, revision of the reservoir properties of rocks, conducting gyroscopic

studies on old wells, analyzing the saturation of transit wells, rebuilding a hydrodynamic model with new data.

Keywords

oil migration, the last stage of oil field development, the development of residual oil reserves

For citation

Suleymanova M.V., Safin A.Z., Mironenko A.A., Badretdinova A.A., Valiullin T.I., Garipov A.R. Oil migration on the last stage of oil fields development. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 72–75. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-72-75

Received: 25.01.2023

Введение

Для повышения нефтеотдачи пласта на завершающей стадии разработки особенно актуальна локализация остаточных запасов нефти. После массовой остановки скважин под воздействием градиентов давления и гравитационных сил начинает происходить процесс перемещения остаточных запасов нефти, и после вывода скважин, остановленных по причине высокой обводненности и находящихся в повышенных участках пласта, из продолжительного бездействия отмечается снижение обводненности продукции в сравнении с показателем до остановки при неизменных интервалах перфорации.

Данный факт позволяет продолжить рентабельную эксплуатацию скважин и увеличить выработку запасов на поздней стадии разработки [1–11]. Процесс перемещения остаточных запасов нефти под воздействием градиента давления и гравитационных сил после остановки скважин называется релаксацией запасов нефти. Данному эффекту способствуют наличие структурных поднятий, благоприятные геологические условия, такие как высокая проницаемость и связность пласта, низкая расчлененность. Объектов разработки со схожими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), находящихся на поздней стадии разработки, на активах

ПАО «НК «Роснефть» достаточно много, например, пласты группы БС4–12.

Значительное количество работ посвящено описанию эффекта релаксации запасов. Важный вклад в изучение проблемы внесли такие авторы, как А.П. Крылов, Е.В. Лозин, В.Н. Щелкачев, И.А. Дьячук, Ш.А. Гафаров и другие [1–11].

Перемещение остаточных запасов нефти после консервации залежей впервые было замечено на Старо-Грозненских месторождениях и на месторождениях Ставропольского края [10]. Продуктивные залежи в течение нескольких лет находились в консервации. До остановки скважины работали

с обводненностью 60–90 %. После вывода скважин из бездействия было установлено, что обводненность по некоторым из них значительно снизилась по сравнению с остановочными параметрами. Результатом исследований стала разработка теории упругого режима, а также обоснование применения форсированного отбора жидкости как способа повышения нефтеотдачи.

В 1974 г. была опубликована статья академика А.П. Крылова [4], в которой показано, что формирование нефтяной залежи осуществлялось за счет противоточной фильтрации вышележащей воды и нефти под воздействием сил гравитации, при этом нефть поднималась в прикровельную часть пласта и образовывала продуктивную толщу. Автор полагает, что при условии сохранения физических свойств на границах раздела «нефть — вода — порода» нефть, остающаяся в пласте после эксплуатации залежи, находится в рассеянном состоянии, но под действием сил гравитации приобретает возможность вновь формировать нефтяную залежь.

В работах [6, 10–12] рассматривается гравитационное восстановление запасов нефтяной залежи на примере Ишимбайской группы месторождений. После консервации группы месторождений и вывода их из бездействия доля накопленной добычи нефти за период вторичной эксплуатации залежей составила от 15 до 55 % накопленной добычи за первичный период разработки, прирост величины коэффициента нефтеизвлечения (КИН) составил от 3 до 12 %.

Анализ литературных источников о временной консервации нефтяных скважин и пластов позволил отметить ряд особенностей вторичной эксплуатации. Возобновление разработки залежи характеризуется меньшей обводненностью добываемой продукции

по сравнению с той, которая определена на момент консервации. На подвижность остаточной нефти в пласте влияют два градиента давления:

- гравитационный, обусловленный разностью удельного веса нефти и воды, а также перепадом высот, направление действия строго вертикальное и действует в любой точке пласта;
- гидродинамический, обусловленный разностью давлений в зоне отбора нефти и в зоне закачки вытесняющего агента, направление действия соответствует линиям тока жидкости.

Авторами данной работы отмечается, что в основном на процесс перемещения целиков нефти влияет гидродинамический градиент давления, максимальный по своей величине. Однако эффективность вытеснения за счет влияния гидродинамического градиента давления во времени постепенно падает вплоть до нуля до достижения энергетического равновесия [2]. Вместе с гидродинамическим градиентом проявляется гравитационный градиент давления, который действует постоянно на целики нефти в течение всего времени формирования новой залежи [2].

Эффект релаксации запасов на месторождении Западной Сибири

Теория об эффекте релаксации была проверена на активах компании ПАО «НК «Роснефть». Объект БС10(1–2) рассматриваемого нефтяного месторождения Западной Сибири является основным по извлекаемым запасам, находится в разработке с 1976 г. Залежь представлена монолитной песчаной толщей, пласты относятся к шельфовой обстановке осадконакопления. Пласты высокопроницаемые (средняя абсолютная

проницаемость составляет 174 мД), однородные (расчлененность составляет 3,4 ед.), мощные (средняя нефтенасыщенная толщина 8,4 м). Пласт подстилается водой, в структурном плане разделяется на две неравные части: более высоко залегающую с двумя купольными поднятиями — западную и более низкую — восточную. На начало 2016 г. выработка запасов по объекту БС10(1–2) составляла 83 % при средней обводненности продукции 96 %. В работе находилось 18 % от пробуренного фонда скважин, и для достижения проектного КИН требовалось проведение дополнительных мероприятий.

В 2016 г. началось бурение нижележащего объекта БС16–22, который совпадает в плане с западной частью объекта БС10(1–2). По результатам интерпретации геофизических исследований транзитных скважин (РИГИС) в прикровельной части пласта в районе купольных поднятий отмечаются интервалы с высокими показателями удельных электрических сопротивлений (УЭС) (15–40 Ом·м при граничном сопротивлении для воды 5,7 Ом·м). Однако ближайшие скважины были выведены из эксплуатации с обводненностью около 98 %, также в данных зонах продолжительное время велась закачка больших объемов воды (рис. 1).

С целью уточнения геологической модели пласта отобран керн из пласта БС10(1–2) и проведены дополнительные фильтрационные исследования на керне, уточнены зависимости капиллярного давления и кривые относительных фазовых проницаемостей (ОФП). Также дополнительно на части скважин, пробуренных в 1980-е годы, проведены гирокоспические исследования для уточнения фактических координат пластопересечения. Обновлена геолого-гидродинамическая модель (ГДМ) пласта с учетом уточненных

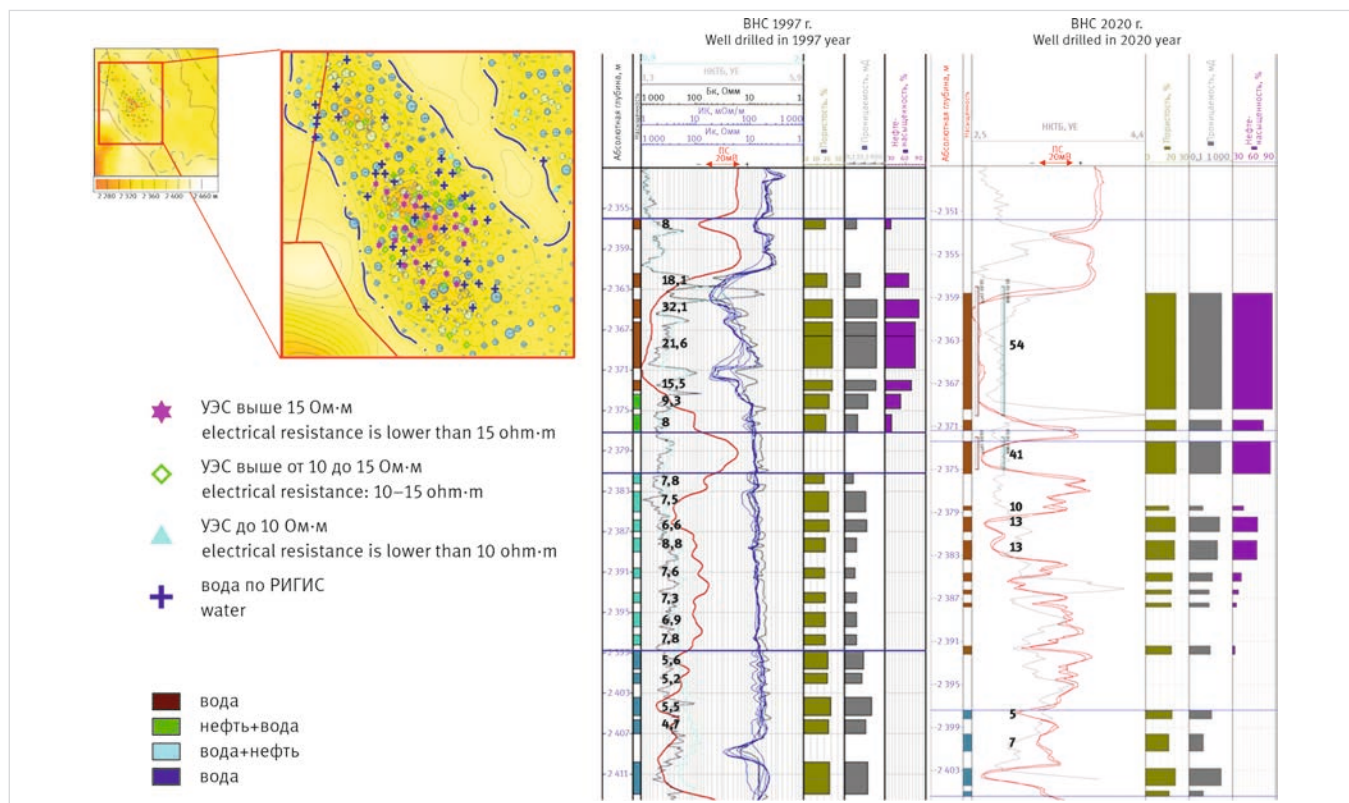


Рис. 1. Сравнение выработки запасов по РИГИС новых и старых скважин на основе карты кровли коллектора, транзитных скважин и накопленных отборов

Fig. 1. Comparison of reserves recovery according to well log data of new and old wells and reservoir top map, transit wells and cumulative production

ОФП, уточненных инклинометрий скважин, а также с учетом текущего насыщения, полученного по РИГИС транзитных скважин. По результатам ГДМ локализованы остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ) с учетом релаксации запасов, и принято решение о бурении боковых горизонтальных стволов (БГС) в прикровельные пропластки купольных зон в западной части залежи.

Успешными запусками БГС подтверждена теория о релаксации остаточных запасов на западе залежи — и начато масштабное проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ) БГС. С начала 2018 г. пробурен 61 БГС со средней длиной горизонтального участка 300 м со средним запускным дебитом нефти 35 т/сут, дополнительная добыча нефти составила 759 тыс. т нефти. Из рисунка 2 видно, что успешные БГС преимущественно приурочены к зонам локальных структурных поднятий. Успешность БГС оценивалась по окупаемости затрат. Необходимо отметить, что в пониженной части пласта на юге залежи можно выявить наличие окупаемых БГС, высокие дебиты нефти которых объясняются предположительно наличием запасов в недраенируемой зоне между нагнетательными скважинами. В связи с этим рассматриваемую область нельзя отнести к зонам локализации запасов вследствие релаксации.

По результатам ГДМ объекта отмечается, что через два года после установления гидродинамического равновесия миграция нефти значительно замедляется. Разность между двумя картами плотности остаточных подвижных запасов на 01.01.2003 г. и на 01.01.2018 г. показана на рисунке 3. Данный промежуток времени выбран вследствие массовой остановки скважин в 2003 г. и их дальнейшего простоя, в 2018 г. начато проведение ГТМ БГС. Отмечается, что перемещение запасов в восточной части объекта БС10(1–2) проявляется очень медленными темпами, что связано с худшими по сравнению с западной частью ФЕС пласта и отсутствием структурных поднятий.

По разрезу А–А (верхний разрез — состояние нефтенасыщенности пласта на 01.2003 г., нижний разрез — состояние нефтенасыщенности на 01.2018 г.) отмечается прирост подвижных запасов нефти в купольной части к 2018 г. по сравнению с 2003 г. на рисунке 4.

По результатам анализа насыщения пласта в транзитных скважинах, бурения БГС, секторного гидродинамического

моделирования создана программа ГТМ, состоящая из кандидатов на БГС (на ближайшие пять лет запланировано бурение дополнительных 44 БГС) и перевода скважин на вышележащий горизонт (ПВЛГ), в т. ч. с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Выполненная комплексная работа, направленная на повышение нефтеотдачи на поздней стадии разработки, помогла подготовить и создать с учетом эффекта релаксации запасов программу ГТМ ПВЛГ и БГС, значительно улучшить экономические и технологические показатели разработки рассматриваемого объекта БС10(1–2). Данный эффект выявлен и на других объектах разработки компании ПАО «НК «Роснефть», что говорит о потенциальной возможности ввода таких залежей во вторичную разработку на поздней стадии и получении дополнительной добычи нефти. В настоящее время авторами статьи проводится работа над палеткой, отражающей зависимости времени релаксации запасов залежи от проницаемости пласта и элементов залегания пласта.

Предложены следующие рекомендации для ввода во вторичную эксплуатацию залежи с высокими ФЕС, находящейся на поздней стадии разработки:

- уточнение структуры с учетом новых данных, выделение локальных купольных поднятий;
- условное разделение объекта на «блоки» и расчет текущих извлекаемых запасов, оценка рентабельности довыработки ОИЗ;
- анализ РИГИС транзитных скважин, оценка текущего насыщения с помощью проведения ГИС на наблюдательных скважинах либо построение секторной гидродинамической модели;
- подбор кандидатов на малозатратные ГТМ: ПВЛГ, вывод из бездействия;
- составление масштабной программы ГТМ в случае эффективности малозатратных ГТМ.

Итоги

Анализ временной остановки скважин (15 лет) объекта БС10(1–2) рассматриваемого месторождения подтвердил теорию о перестроении залежи. Полученные данные о насыщении пласта в транзитных скважинах и БГС, пробуренных в кровле купольных структурных поднятий пласта с начала 2018 г.,

показали, что в скважинах, расположенных в антиклинальных поднятиях, по РИГИС зафиксировано присутствие нефти. Также отмечается снижение обводненности добываемой продукции по сравнению с остановочными параметрами окружения. С начала 2018 г. в прикровельную часть пласта БС10(1–2) пробурен 61 БГС со средним запускным дебитом нефти 35 т/сут, дополнительная добыча нефти на 01.01.2023 г. составила 759 тыс. т нефти. Данные факты позволяют утверждать, что в промытых зонах пласта происходит процесс релаксации запасов. По результатам проведенной работы составлена программа ГТМ, направленная на сокращение бездействующего фонда, состоящая из кандидатов на БГС (на ближайшие пять лет запланировано бурение дополнительных 44 БГС) и ПВЛГ, в т. ч. с ГРП.

Выводы

Эффект релаксации остаточных запасов нефти на заключительной стадии разработки выявлен на ряде других объектов разработки компании ПАО «НК «Роснефть», который свидетельствует о потенциальных возможностях ввода нефтяных залежей в повторную разработку при минимальных затратах. На основе выполненных исследований предложены рекомендации для ввода во вторичную эксплуатацию залежи, находящейся на поздней стадии разработки, которые можно применять на любых залежах с аналогичными характеристиками.

Литература

1. Еременко Н.А., Желтов Ю.В., Рыжик В.Н., Мартос В.Н., Кисиленко Б.Е., Сабанеева З.М. Извлечение нефти из выработанных залежей после их перестроения. М.: ВНИОЭНГ, сер. Нефтепромысловое дело. 1978. 59 с.
2. Дьячук И.А. Формирование систем разработки нефтяных месторождений на заключительной стадии в условиях заводнения. Уфа: УГНТУ, 2015. 275 с.
3. Кашик А.С., Билибин С.И., Лисовский Н.Н. О полноте нефтеизвлечения при добыче углеводородов (геологические модели и нефтеизвлечение) // Вестник ЦКР Роснедра. 2005. № 1.
4. Крылов А.П., Аржиловский А.В., Червякова А.Н., Гареев А.Г., Нуров С.Р., Сibaев Т.В. О некоторых вопросах проблемы нефтеотдачи в связи с ее обсуждением // Нефтяное хозяйство. 1974. № 8. С. 33.
5. Лозин Е.В., Аржиловский А.В., Червякова А.Н., Гареев А.Г., Нуров С.Р.,

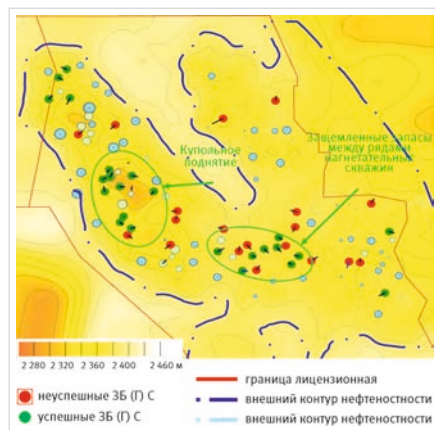


Рис. 2. Карта кровли коллектора и текущих отборов
Fig. 2. Reservoir top map and current withdrawals

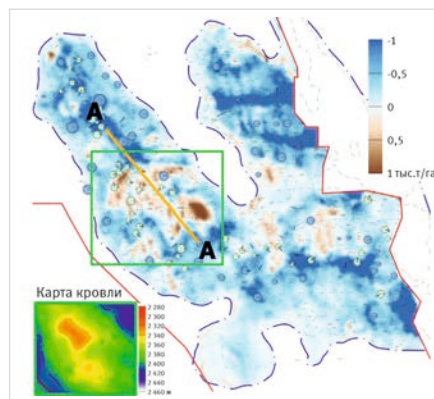


Рис. 3. Карта разности плотности остаточных подвижных запасов на 01.01.2003 г. и на 01.01.2018 г. и текущих отборов
Fig. 3. Density difference map of residual mobile stocks as of 01.01.2003 and 01.01.2018 and current selections

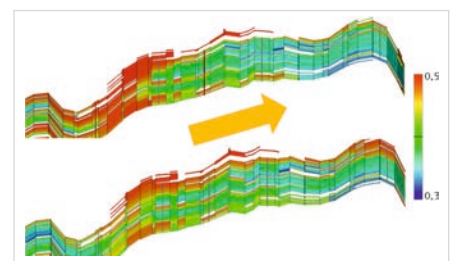


Рис. 4. Сравнение нефтенасыщенности по разрезу А-А на 01.01.2003 г. и 01.01.2018 г. Цветом обозначена нефтенасыщенность от 0,3 до 0,5 ед.
Fig. 4. Comparison of oil saturation along section A-A as of 01.01.2003 and 01.01.2018. Color is oil saturation from 0,3 to 0,5 units

- Сибяев Т.В. О гидродинамических последствиях массовой остановки скважин в 90-х годах XX века. Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 62–65.
6. Лозин Е.В., Кизина И.Д., Макаров А.В., Тимашев Э.М. Технико-экономические расчеты показателей добычи нефти по месторождениям АНК «Башнефть», вводимым в разработку в 1996–2000 гг. Отчет НИР по договору 3287 (этап 1, книга 1). Уфа: БашНИПИнефть, 1997. 125 с.
7. Повжик П.П. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов путем реэксплуатации обводненных скважин. Диссертация. М., 2010. 167 с.
8. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 324 с.
9. Щелкачев В.Н. Итоги выполненных в военных условиях (1941–1944) исследовательских работ на грозненских нефтяных промыслах. Важнейшие принципы нефтеразработки. 75 лет опыта. М.: Нефть и газ, 2004. С. 261–263.
10. Халимов Э.М. Вторичная разработка нефтяных месторождений: монография. СПб.: Недра, 2006. 361 с.
11. Халимов Э.М., Лозин Е.В. Вторичная разработка нефтяных месторождений Башкортостана. СПб.: ФГУП «ВНИГРИ», 2013. 182 с.
12. Технико-экономическое обоснование развития добычи нефти в АО «Ишимбайнефть». РМНТК «Нефтеотдача» ВНИИнефть. М., 1994. Т. 1. 120 с.

ENGLISH

Results

Analysis of the temporary stop of wells (15 years) of the BS10(1–2) formation of the considered field confirmed the theory of the re-formation of the deposit. The data obtained on reservoir saturation in transit wells and horizontal sidetracks drilled in the roof of dome structural uplifts since 2018 year showed that wells located in anticlinal uplifts, according to well logs, had oil presence. There is also a decrease in the water cut of the produced product compared to the stopping parameters of the neighboring wells. Since 2018 61 horizontal sidetracks have been drilled into the top part of the BS10(1–2) formation with an average initial oil production rate of 35 t/day, additional oil production amounted to 759 thousand tons of oil. These facts allow us to state that in the flushed zones of the reservoir occurs the process of reserves re-formation. Based on the results of the work carried out, a well intervention program was drawn

up aimed at reducing the inactive well stock, consisting of candidates for horizontal sidetracks (an additional 44 horizontal sidetracks are planned to be drilled in the next five years) and well re-completion to overlay formation, incl. with hydraulic fracturing.

Conclusions

The re-formation effect reserves at the final stage of development was identified at a number of other development sites of “NK “Rosneft” PJSC, which indicates the potential for putting oil deposits into re-development at minimal cost.

Based on the studies performed, recommendations are proposed for putting into secondary production a deposit at a late stage of development, which can be applied to any deposits with similar characteristics.

References

- Eremenko N.A., Zheltov Yu.V., Ryzhik V.N., Martos V.N., Kisilenko B.E., Sabaneeva Z.M. Extraction of oil from depleted deposits after their reformation. Moscow: VNIIOENG, ser. Oilfield engineering, 1978, 59 p. (In Russ).
- Dyachuk I.A. Formation of oil field development systems at the final stage under waterflooding. Ufa: UGNTU, 2015, 275 p. (In Russ).
- Kashik A.S., Bilibin S.I., Lisovsky H.H. On the completeness of oil recovery in the production of hydrocarbons (geological models and oil recovery). Vestnik TSKR Rosnedra, 2005, issue 1. (In Russ).
- Krylov A.P., Arzhilovskiy A.V., Chervyakova A.N., Gareev A.G., Nurov S.R., Sibayev T.V. On some issues of the problem of oil recovery in connection with its discussion. Oil industry, 1974, issue 8, P. 33. (In Russ).
- Lozin E.V., Arzhilovskiy A.V., Chervyakova A.N., Gareev A.G., Nurov S.R., Sibayev T.V. About hydrodynamics effect after plural outage of wells in 90's last century. Oil industry, 2018, issue 6, P. 62–65. (In Russ).
- Lozin E.V., Kizina I.D., Makarov A.V., Timashev E.M. Technical and economic calculations of oil production parameters on the «Bashneft» oil fields, developed in the period 1996–2000. Ufa: BashNIPIneft, 1997, 125 p. (In Russ).
- Povzhik P.P. Improving the efficiency of the development of carbonate collectors by re-exploitation of flooded wells. dissertation of a candidate of technical sciences. Moscow, 2010. 167 p. (In Russ).
- Rykus M.V., Rykus N.G. Sedimentology of terrigenous reservoirs of hydrocarbons. Ufa: Mir print, 2014, 324 p. (In Russ).
- Shchelkachev V.N. The results of research work carried out in military conditions (1941–1944) in the Grozny oil fields. The most important principles of oil development. 75 years of experience. Oil and gas. 2004, P. 261–263. (In Russ).
- Khalimov E.M. Secondary development of oil fields. Monograph. St. Petersburg: Nedra, 2006, 361 p. (In Russ).
- Khalimov E.M., Lozin E.V. Secondary development of oil fields in Bashkortostan. Monograph. St. Petersburg: FSUE “VNIIGRI”, 2013, 182 p. (In Russ).
- Technical and economic baseline for oil production in “Ishimbayneft”. RМNТK “NEFTEOTDACHA”. VNIIneft. Moscow: 1994, Vol. 1, 120 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Судейманова Мария Викторовна, ведущий специалист отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Suleymanova Maria Viktorovna, lead specialist, field development and monitoring department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: mv_suleymanova@bnipi.rosneft.ru

Валиуллин Тимур Ильсурович, главный специалист отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Valiullin Timur Ilsurovitch, chief specialist, drilling planning department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Мироненко Артем Александрович, начальник управления, управление по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Mironenko Artem Alexandrovitch, head of department, department of priobskoye field development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Сафин Азат Загинурович, главный инженер проекта сектора управления проектами Западной Сибири, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Safin Azat Zaginurovitch, chief project engineer of the project management sector of Western Siberia, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Бадретдинова Альфия Альбертовна, главный специалист отдела сопровождения бурения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Badretdinova Alfiya Albertovna, chief specialist, drilling planning department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Гарипов Айдар Радусович, ведущий специалист отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Gariyov Aidar Radusovitch, lead specialist, field development and monitoring department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири

Никулин В.Ю.¹, Бритов Е.В.², Мукминов Р.Р.¹, Шангин А.В.², Хохлов Д.И.²

¹ООО «РН-БашНИПНефть», Уфа, Россия, ²АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассмотрены особенности глушения скважин с контролем поглощений в условиях терригенных высокопроницаемых коллекторов, характерных для Восточной Сибири, на примере пласта Вч 1–2 Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения. Проведены исследования состава с мгновенной фильтрацией для целей контроля поглощений при глушении скважин и промысловые испытания технологии. Результаты свидетельствуют о перспективности применения составов с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин в осложненных условиях, эксплуатирующих терригенные коллекторы Восточной Сибири.

Материалы и методы

Анализ результатов применения технологий глушения с блокированием призабойной зоны на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. Обоснование выбора новой технологии на основе мирового опыта. Физико-химические и фильтрационные исследования нового состава в условиях

рассматриваемого объекта. Анализ результатов промыслового испытания рассмотренной технологии на скважине.

Ключевые слова

глушение скважин, аномально низкое пластовое давление, низкая температура, поглощения, блокирующие составы, состав с мгновенной фильтрацией, Восточная Сибирь

Для цитирования

Никулин В.Ю., Бритов Е.В., Мукминов Р.Р., Шангин А.В., Хохлов Д.И. Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 76–80. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-76-80

Поступила в редакцию: 15.02.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.7 | Original Paper

The utilization of composition with spurt loss for control absorptions during killing wells in low-temperature terrigenous reservoirs in Eastern Siberia

Nikulin V.Yu.¹, Britov E.V.², Mukminov R.R.¹, Shangin A.V.², Khokhlov D.I.²

¹“RN-BashNIPNeft” LLC, Ufa, Russia, ²“VCNG” JSC, Irkutsk, Russia
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article considers the peculiarities of well killing in the conditions of terrigenous high-permeability reservoirs, typical for Eastern Siberia in the example of formation VCh 1–2 of Verkhnechonskoye oil-gas-condensate field are described. Studies of the instantaneous filtration composition for the purpose of controlling absorptions during well killing and field tests of the technology were carried out. The results testify to promising application of compositions with spurt loss for killing wells in complicated conditions, exploiting terrigenous reservoirs of Eastern Siberia.

Materials and methods

Analysis of the application of killing technologies with bottom-hole zone blocking in the Verkhnechonsk oil and gas condensate field. Substantiation of a choice of the new technology on the basis of the world experience. Physico-chemical and filtration studies of the

new composition in the conditions of the considered object. Analysis of the results of field testing of the considered technology on the well.

Keywords

well killing, abnormally low reservoir pressure, low temperature, fluid loss, blocking compounds, composition with spurt loss, Eastern Siberia

For citation

Nikulin V.Yu., Britov E.V., Mukminov R.R., Shangin A.V., Khokhlov D.I. The utilization of composition with spurt loss for control absorptions during killing wells in low-temperature terrigenous reservoirs in Eastern Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 76–80. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-76-80

Received: 15.02.2023

Введение

Операция глушения скважин является одной из наиболее важнейших составляющих комплекса работ по текущему и капитальному ремонту скважин (ТКРС). И если ключевой задачей при глушении является обеспечение безопасных условий проведения внутрискважинных работ, то также следует как минимум обеспечить сохранность исходной продуктивности скважины и минимизировать негативное влияние применяемых технологических жидкостей.

Глушение скважин Восточной Сибири, эксплуатирующих высокопроницаемые терригенные коллекторы в условиях аномально низких пластовых давлений, часто сопровождается интенсивными поглощениями технологических жидкостей. Следовательно, при планировании работ по ТКРС необходимо обеспечить контроль поглощений с применением специальных блокирующих составов глушения (БСГ). В свою очередь подбор БСГ осложняется низкими пластовыми температурами.

Ранний опыт глушения скважин Верхнечонского НГКМ

Одним из объектов компании ПАО «НК «Роснефть» является Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ), где при пластовой температуре 8–21 °С начальные пластовые давления на глубине 1 600 м составляют 16 МПа. Терригенный коллектор пласта Вч 1–2 характеризуется высокой проницаемостью по разрезу (от 10 до 12 Д), а добываемая продукция — высокими значениями газового фактора (95–150 м³/т) и давлением насыщения, близким к пластовому. Месторождение эксплуатируется наклонно направленными и горизонтальными скважинами (горизонтальные участки до 1 000 м) с открытыми стволами или оборудованными хвостовиками (фильтр — перфорированная труба), на части фонда скважин проведены работы по гидравлическому разрыву пласта (ГРП).

На Верхнечонском НГКМ имеется опыт применения загущенных и суспензионных БСГ при глушении скважин как с открытыми, так и обсаженными стволами, а также нормализации забоя, в том числе (табл. 1):

- БСГ № 1 — гелированный состав без твердой фазы. Успешно применен в добывающих скважинах перед проведением работ по нормализации забоя для восстановления циркуляции и достижения целевого текущего забоя. Это повлекло за собой сокращение продолжительности ремонта за счет увеличения проходки райбера при нормализации проходного сечения эксплуатационной колонны с 3,0 до 3,7 м/ч и предотвратило преждевременный выход из строя глубинного насосного оборудования в случае выноса большого количества механических примесей.
- БСГ № 2 — суспензия микрокальцита в загущенном водно-солевом растворе глушения. Успешно применен в добывающих и газонагнетательных скважинах с возможностью проведения технологических операций по нормализации забоя. Подтвердилось сохранение коэффициента продуктивности скважин, отмечено сокращение вывода скважины на режим (ВНР) (план — 5 сут., факт — 3 сут.). Данный состав хорошо известен и широко применяется при глушении скважин, но не всегда успешно. В частности, применение данного состава на объектах Волго-Уральской нефтегазоносной провинции не привело к высокой технологической эффективности [1].

По результатам успешного применения данных составов в условиях Верхнечонского НГКМ также были подобраны БСГ-аналоги. Тем не менее остается актуальным поиск технологий для осложненных условий ремонта скважин (отсутствие циркуляции, интенсивные поглощения в условиях наличия суперколлекторов, трещин ГРП и аномально низкого пластового давления (АНПД)),

позволяющих провести ТКРС в условиях интенсивных поглощений. Ранее проведенные обзоры свидетельствуют о том, что суспензионные составы могут эффективно обеспечивать контроль поглощений в данных условиях [1–3], но только при условии корректного подбора фракционного состава твердой фазы. Также потенциально эффективны могут быть технологии, направленные на снижение интенсивных поглощений при проведении ремонтно-изоляционных работ.

Пути повышения эффективности глушения скважин с контролем поглощений

Одним из способов глушения скважин в условиях интенсивных поглощений является применение жидкостей малой плотности для снижения репрессии на пласт при проведении ремонтных работ (табл. 2). В качестве облегченных жидкостей могут применяться составы на углеводородной основе (товарная нефть, газовый конденсат [4]), на водной основе (двух- и трехфазные пены [5], облегченные жидкости с микросферами [6, 7]) и эмульсионные жидкости [8].

Применение углеводородных и эмульсионных жидкостей (так же, как и пенных систем) требует использования специального оборудования и дополнительных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности, а применение составов, не требующих значительного изменения технологии их приготовления и закачки (самогенерирующихся пенных систем и жидкостей с алумосиликатными наполнителями), значительно удорожает процессы глушения и ремонта скважин.

Проводимые авторами статьи исследования составов различной природы для целей глушения скважин и ремонтно-изоляционных работ в условиях Восточной Сибири свидетельствуют о том, что в условиях низких температур зачастую возникают осложнения при приготовлении полимерных вязкоупругих составов. Например, отмечается длительное время шивки, необходимость увеличения концентрации шивателя или отсутствие

Табл. 1. Сводная информация по раннему опыту проведения работ по глушению скважин Верхнечонского НГКМ
Tab. 1. Summary of early well killing experience in the Verkhnechonsk oil and gas condensate field

БСГ	Тип	Применение	Результат
БСГ № 1	Гелированный без твердой фазы	Нормализация забоя	Технологически и экономически эффективно (увеличение проходки райбера на 0,7 м/ч)
БСГ № 2	Суспензия микрокальцита в загущенном водно-солевом растворе	Глушение, нормализация забоя	Технологически и экономически эффективно (сокращение ВНР на 2 сут.)

Табл. 2. Сравнение различных технологий и жидкостей для глушения скважин в условиях АНПД и интенсивных поглощений
Tab. 2. Comparison of different technologies and fluids for killing wells in conditions of abnormally low formation pressures and intensive absorptions

Технология глушения	Потенциально применяемые жидкости и составы	Особенности применения технологии
Глушение малоплотным раствором на равновесии	Углеводородные жидкости (нефть, газовый конденсат)	Фиксированная плотность жидкости, риски осложнений при отпуске дегазированной нефти
	Водонефтяные эмульсии	Ограниченный диапазон регулирования плотности, необходимость применения специализированного оборудования
	Облегченные жидкости с добавлением микросфер	Высокая стоимость технологии
	Пенные системы	Необходимость применения специализированного оборудования
Глушение базовым раствором с блокированием ПЗП	Составы для борьбы с интенсивными поглощениями (составы с мгновенной фильтрацией)	Необходимость проведения исследований по оценке их применимости для временного блокирования ПЗП

возможности программирования времени загеливания составов (если данное свойство предусмотрено технологией).

В связи с этим принято решение провести исследование и испытания при глушении скважины и нормализации забоя суспензионного состава с мгновенной фильтрацией, как правило используемого для борьбы с аномальными поглощениями в процессе ремонтных работ, который обладает свойством быстро образовывать фильтрационную корку непосредственно в зоне поглощения. Ранее технология была успешно испытана при интенсивных поглощениях в терригенных коллекторах АО «Самотлорнефтегаз» и ПАО «Оренбургнефть», а также рекомендована к применению при борьбе с поглощениями при ТКРС на объектах ООО «РН-Пурнефтегаз» [9], но опыт применения при низких температурах отсутствует.

Проведенные исследования физико-химических свойств состава, приготовленного на модели подтоварной воды, подтвердили соответствие требованиям ПАО «НК «Роснефть», предъявляемым к БСГ (табл. 3), в условиях Верхнеконского НГКМ. При оценке потенциальных рисков

применения технологии выявлено частичное осаждение твердой фазы, что требует непрерывного перемешивания до получения однородного состава непосредственно перед закачкой в скважину. При применении БСГ в пластовых условиях происходит мгновенная фильтрация в зону поглощения с образованием фильтрационной корки, следовательно, седиментационная стабильность рабочей формы БСГ в пластовых условиях не требуется.

Мгновенная водоотдача и образование фильтрационной корки при создании избыточного давления было подтверждено при проведении фильтрационных опытов на моделях заканчивания скважин: проппанте и щелевых фильтрах (рис. 1).

Промысловые испытания новой технологии глушения

Состав был испытан в качестве реагента для контроля поглощений продавочных жидкостей при глушении и нормализации забоя на скважине Верхнеконского НГКМ при проведении ТКРС без дополнительного воздействия на ПЗП (смена электроцентробежного насоса, межремонтный период

2 374 сут.). Продукция скважины дебитом 36 т/сут характеризуется низкой обводненностью (1,3 %) и высоким газовым фактором 175 м³/т (категория 2 по рискам возникновения газонефтеводопроявлений). Текущее пластовое давление составляет 115,5 атм при начальном пластовом давлении 165 атм.

Технология подразумевает приготовление БСГ на скважине с применением насосных агрегатов, но для оптимизации процесса подготовки к глушению (сокращение длительности ремонта) принято решение использовать растворо-солевой узел (PCY) для приготовления БСГ. Жидкость затворения — раствор кальция хлористого плотностью 1 050 кг/м³. Реагент увеличивает плотность БСГ на +0,06 кг/м³ от плотности раствора затворения. Гелевые дефекты при приготовлении отсутствовали. В связи с волокнистой структурой реагента в процессе приготовления выявлена необходимость применения решетки (сита) для загрузки компонентов БСГ в гидроворонку, что в среднем увеличивает общее время приготовления состава на 2 часа.

Порядок проведения работ по контролю поглощений при глушении включал в себя следующие операции:

- глушение скважины без БСГ — циркуляция отсутствует;
- закачка БСГ при открытой затрубной задвижке;
- продавка БСГ на пласт, давление выше рабочего на 50 атм;
- технологический отстой (3 часа);
- обратная промывка скважины — полная циркуляция.

При проведении опытно-промысловых испытаний (ОПИ) после глушения выполнено три скважино-операции на одной скважине по нормализации забоя в интервалах протяженностью 252 м (2 803,34–3 055,22 м, фильтр), 88 м (3 252,58–3 340,34 м, фильтр) и 40 м (3 417–3 456,58 м, фильтр). По фактическим результатам без применения БСГ при глушении и перед проведением работ по контролю поглощений и нормализации забоя отсутствовала циркуляция на устье скважины.

По результатам трех скважино-операций глушения с применением БСГ в процессе ТКРС осложнений не выявлено (табл. 4). При



Рис. 1. Внешний вид фильтрационной корки после проведения фильтрационного тестирования на модели щели 150 мкм — а, насыпной модели из проппанта 16/20 — б
Fig. 1. The appearance of the filtration crust after filtration testing on the 150 μm slit model — a and the bulk model made of proppant 16/20 — б

Табл. 3. Результаты исследований состава для целей временного блокирования ПЗП

Tab. 3. Results of studies of the composition for the purposes of temporary blocking of the bottomhole formation zone

Параметр	Результат
Массовая доля хлорорганических соединений	Отсутствие
Скорость коррозии при 16 °С, мм/год	0,0022
Температура потери текучести, °С	– 7 °С
Совместимость с нефтью, пластовой водой, базовыми растворами глушения на основе солей (хлорид натрия, хлорид калия, хлорид кальция), гелем ГРП при 16 °С и при 20 °С	Совместим
Совместимость с соляной кислотой и глинокислотой	Не совместим (частичное растворение)
Наличие гелевых дефектов	Отсутствие
Эффективная вязкость	Определение невозможно (кольматирование приборов кольматантом)
Термостабильность / седиментационная устойчивость при пластовой температуре 16°С	Частичное осаждение компонентов

каждой скважино-операции был получен контроль поглощения жидкости глушения с последующим восстановлением циркуляции (прямая закачка через НКТ) при нормализации забоя, долив отсутствовал. В процессе нормализации также отмечается вынос большого количества проппанта из скважины.

Данные по эксплуатации скважины до и после глушения с нормализацией забоя представлены в таблице 5. После глушения и вывода скважины на режим отмечается сохранение коэффициента продуктивности скважины на первоначальном уровне, что свидетельствует о сохранении фильтрационных свойств призабойной зоны в процессе проведения ТКРС.

По результатам успешного применения технология контроля поглощений рекомендована к промышленному применению на Верхнеконском НГКМ с одновременным поиском альтернативных составов с тем же механизмом действия.

Итоги

Проанализирован опыт глушения скважин Верхнеконского НГКМ — как правило, в несложных условиях высокой эффективностью обладают гелированные составы без твердой фазы и суспензии микрокальцита в загущенном водно-солевом растворе. Тем не менее в условиях интенсивных поглощений и высокой проницаемости пласта (наличие трещин ГРП и АНПД) данные технологии не всегда эффективны. Выполнено лабораторное тестирование состава с мгновенной фильтрацией для применения с целью контроля поглощений при глушении скважин, в том числе с последующей нормализацией забоя — отмечено образование фильтрационной корки на моделях заканчивания скважин: проппанте и щелевых фильтрах. Для снижения рисков потери седиментационной устойчивости рекомендуется непрерывно перемешивать состав до момента закачки. Проведены ОПИ данной технологии глушения с контролем поглощений при проведении

нормализации забоя на трех интервалах в скважине Верхнеконского НГКМ. ОПИ признаны успешными, технология рекомендована к промышленному применению. Результаты свидетельствуют о перспективности данного подхода в условиях высокопроницаемых коллекторов Восточной Сибири.

Выводы

Таким образом, полученные результаты позволяют предполагать, что в условиях высоких значений проницаемости на месторождениях Восточной Сибири для целей контроля поглощений при глушении скважин и нормализации забоя рационально применение составов с мгновенной фильтрацией, несмотря на традиционное использование данной технологии для борьбы с поглощениями при бурении скважин и проведении текущего и капитального ремонта.

Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 2. Опыт применения эмульсионных и дисперсных жидкостей и сравнительные результаты лабораторного тестирования составов // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 4. С. 82–93.
2. Краевский Н.Н., Исламов Р.А., Линд Ю.Б. Выбор технологии глушения скважин для сложных геолого-технологических условий // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 16–26.
3. Гусаков В.Н., Краевский Н.Н., Хакимов А.Ф., Тропин А.Ю., Сахань А.В. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 50–51.
4. Бондаренко А.В., Исламов Ш.Р., Мардашов Д.В. Область эффективного

применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли. Альметьевск, 2018. Т. 1. С. 216–221.

5. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of killing wells operating fractured formations with abnormally low formation pressures and high gas factor. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 2020, SPE-202071-MS. (In Eng).
6. Ovcharenko A.V., Devadass M. Assessment on the performance of hollow glass microspheres in low density fluids for workover programs in fractured basement reservoir at the white tiger oil fields, Cuu Long Basin, Vietnam. SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Malaysia, 2010, SPE-130326-MS. (In Eng).
7. Тараскин А.В. К вопросу повышения эффективности жидкостей глушения скважин (на примере Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения) // Молодой ученый. 2022. № 14. С. 23–25.
8. Шихалиев И.Ю., Шихалиева И.С. Предотвращение поглощений технологических жидкостей и сохранение продуктивности скважин в условиях аномально низких пластовых давлений за счет применения облегченных эмульсий // Нефть. Газ. Новации. 2014. № 7. С. 26–29.
9. Никулин В.Ю., Шаймарданов А.Р., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Апкаримова Г.И., Габбасов Б.М., Давлетбердина И.Б., Андреев А.Е., Абдуллин А.Ф. Обоснование выбора технологий для борьбы с поглощением тампонажных составов при проведении ремонтно-изоляционных работ на месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 10. С. 48–54.

Табл. 4. Результаты проведения ОПИ глушения с контролем поглощений

Tab. 4. The results of the experimental jamming with absorption control

Объем БСГ, м ³	Длина интервала фильтра, м	Давление закачки начальное / конечное, атм	Циркуляция	Объем долива при нормализации забоя, м ³	Эффективность скважино-операции
9	252	100–150 / 80	Полная	0	Положительная
6	88	100–150 / 80	Полная	0	Положительная
6	40	100–150 / 80	Полная	0	Положительная

Табл. 5. Параметры эксплуатации скважины до и после глушения с нормализацией забоя

Tab. 5. Parameters of well operation before and after killing with bottom hole normalization

	Дебит по жидкости, м ³ /сут	Дебит по нефти, т/сут	Обводненность, %	Забойное давление, МПа	Коэффициент продуктивности, м ³ /сут/атм
До глушения	47,7	40,0	1,6	5,97	0,87
После глушения	40,6	32,6	5,4	8,54	0,87

Results

The experience of killing wells in the Verkhnechonsk oil and gas condensate field has been analyzed: as a rule, under uncomplicated conditions the gelled compositions without solids and microcalcite suspensions in the thickened water-salt solution are highly effective. Nevertheless, under conditions of intensive absorptions and high permeability of formation (presence of fractures and ANPD) these technologies are not always effective.

We performed laboratory testing of instantaneous filtration composition for application to control well killing absorptions, including with the following bottom hole normalization – filtration crust formation on the well completion models – proppant and slotted filters was noted. In order to decrease the risk of sedimentation stability loss it is recommended to mix the compound continuously until the moment of injection.

Test runs of the mentioned killing technology with the absorption control were performed at three intervals in the well of Verkhnechonsk oil and gas condensate field. The testing was considered successful and the technology was recommended for commercial application. The results indicate that this approach is promising in the conditions of highly permeable reservoirs of Eastern Siberia.

Conclusions

Thus, the obtained results suggest that in conditions of high permeability values in East Siberian fields it is rational to use compositions with instantaneous filtration for well killing and bottom hole normalization, despite the traditional use of this technology to control absorptions during well drilling and workover operations.

References

1. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mikhailov A.G., Hydraulic fracturing overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough Part 2. experience with emulsion and dispersion fluids and comparative results of laboratory testing of formulations. *Petroleum Engineering*, 2022, Vol. 20, issue 4, P. 82–93. (In Russ).
2. Kraevskii N.N., Islamov R.A., Lind Yu.B. Selection of well killing technology for complex geological and technological conditions. *Petroleum Engineering*, 2020, Vol. 18, issue 4, P. 16–26. (In Russ).
3. Gusakov V.N., Kraevskiy N.N., Khakimov A.F., Tropin A.Yu., Sahan A.V. Technology of absorption prevention during workover in conditions of low reservoir pressure. *Oil industry*, 2013, issue 10, P. 50–51. (In Russ).
4. Bondarenko A.V., Islamov Sh.R., Mardashov D.V. The field of effective application of kill fluids of oil and gas wells. Achievements, problems and prospects for the development of the oil and gas industry. *Almetyevsk*, 2018. Vol. 1, P. 216–221. (In Russ).
5. Shaydullin V.A., Vakhrushev S.A., Magzumov N.R., Yanson S.O., Akhmerov I.A. Features of killing wells operating fractured formations with abnormally low formation pressures and high gas factor. *SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual*, 2020, SPE-202071-MS. (In Eng).
6. Ovcharenko A.V., Devadass M. Assessment on the performance of hollow glass microspheres in low density fluids for workover programs in fractured basement reservoir at the white tiger oil fields, Cuu Long Basin, Vietnam, / *SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, Kuala Lumpur, Malaysia*. 2010. SPE-130326-MS. (In Eng).
7. Taraskin A.V. On the Issue of Improving the Efficiency of Well Killing Fluids (on the Example of the Orenburg Oil and Gas Condensate Field). *Young Scientist*, 2022, issue 14, P. 23–25. (In Russ.).
8. Shikhaliev I.Yu., Shikhalieva I.S. Prevention of Absorption of Process Fluids and Preservation of Well Productivity in Conditions of Abnormally Low Reservoir Pressures through the Use of Light Emulsions. *Neft. Gas. Innovations*, 2014, issue 7, P. 26–29. (In Russ.).
9. Nikulin V.Yu., Shaimardanov A.R., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Apkarimova G.I., Gabbasov B.M., Davletberdina I.B., Andreev A.E., Abdullin A.F. Justification of technology choice to combat absorption of plugging compositions during repair-insulation works in the fields of “RN-Purneftegas” LLC. *Oil Industry*, 2022, issue 10, P. 48–54. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Бритов Евгений Витальевич, главный специалист группы научно-технического развития и инноваций, АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

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

Шангин Андрей Викторович, начальник управления супервайзинга ремонта скважин и скважинных технологий, АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

Хохлов Данил Игоревич, начальник отдела скважинных технологий, АО «ВЧНГ», Иркутск, Россия

Nikulin Vladislav Yuryevich, chief specialist of the well workover and workover technology department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Britov Evgeny Vitalievich, chief specialist of scientific and technical development and innovations group, “VCNG” JSC, Irkutsk, Russia

Mukminov Rinat Rifkhatovich, candidate of chemical sciences, senior specialist of well workover and workover technology department, “RN-BashNIPneft” LLC, Ufa, Russia

Shangin Andrey Viktorovich, head of well repair supervision and well technology department, “VCNG” JSC, Irkutsk, Russia

Khokhlov Danil Igorevich, head of wellwork technology department, “VCNG” JSC, Irkutsk, Russia

Протяжка трубопроводов в футлярах с помощью опорно-направляющих колец марки AP из полимерных материалов

Стандартное решение по преодолению трубопроводом естественных преград местности и насыпей дорог — протяжка рабочей трубы на опорах в черновой трубе-футляре, предварительно проложенной под преградой способом горизонтально направленного бурения.

Применение опорно-направляющих колец (ОНК) марки AP из полипропилена дает дополнительные преимущества по сравнению с другими конструкциями опор трубопроводов (стальные, роликовые, из полиэтилена, для протяжки нескольких труб):



Монтаж ОНК тип AP L на гофрированной трубе

- полипропилен имеет лучшие физико-механические характеристики в сравнении с полиэтиленом и выдающиеся характеристики скольжения;
- малый (в сравнении со стальными опорами) вес, не требуется грузовой транспорт для доставки на объект, меньше вес рабочей трубы в сборе с кольцами;
- низкое трение полипропилена по стенкам футляра из стали (коэффициент трения скольжения 0,2) — нет необходимости встраивать в ребра ОНК марки AP ролики для облегчения протяжки;
- коэффициент истираемости полипропилена по стали 15 мкм/км позволяет многократное скольжение без заметного износа ребра. ОНК марки AP могут быть применены в качестве скользящей опоры при монтаже труб теплоснабжения;
- конструктивно малое количество деталей (сегмент и клин) — легко комплектовать, учитывать, собирать;
- сборка ОНК марки AP без дополнительных приспособлений, инструментов и крепежа, что особенно актуально в стесненных условиях и при низких температурах монтажа;
- стяжка кольца производится клином;

- естественная электроизоляция труб — электрическая пробивная прочность полипропилена 140 кВ/мм;
- самый большой в РФ ассортимент выпускаемых стандартных высот ребер (до 19 типоразмеров) позволяет точно совмещать трубы и задвижки в камерах и колодцах.

За счет комбинирования высот ребер ОНК, установленных по длине трубы, возможно устройство заданного уклона трубы в футляре.

В кольца одного типа возможна комбинация сегментов с разными высотами ребер для заданного эксцентричного расположения трубы в футляре.

ОНК марки AP не повреждают оболочку труб, поэтому подходят для труб теплоснабжения в теплоизоляции.

Рабочие температуры применения -30 ...+100 °С (кратковременно 120 °С). На трубы теплоснабжения ОНК марки AP устанавливаются на ПНД-оболочку.

Гибкость сегментов из полипропилена позволяет одновременную прокладку связки труб и дополнительных труб и кабелей.

ОНК марки AP плотно стягиваются и фиксируются на трубе клиновым замком, не требуется противоскользкая лента, поверхностный защитный слой трубы не повреждается.

В сравнении с аналогами, ОНК марки AP сокращают время и затраты на монтаж трубопровода в футляре при полном отсутствии взаимных повреждений рабочей трубы и футляра.

ОНК марки AP — полностью российский продукт. Изготавливается из российского полипропилена, производится в Санкт-Петербурге.

ООО «АПС» производит по собственным техническим условиям ТУ 22.29.29-004-58859224-2021 (взамен ТУ 2291-001-58859224-2014) три типа ОНК:

- AP S — допустимая статическая нагрузка на кольцо до 300 кг, диапазон диаметров рабочих труб 63–242 мм;
- AP M — нагрузка до 750 кг, диапазон до 178–515 мм;



Кольцо тип AP S, AP M в сборе

- AP L — нагрузка до 2 000 кг, диапазон до 400–1 720 мм.

Конструктивные особенности ОНК марки AP защищены патентом.

Обязательная сертификация не требуется, пройдена добровольная сертификация.

Стабильные цены, товар в ассортименте (три типа ОНК, в каждом типе до 19 высот ребер) всегда в наличии на складе компании. Есть опросный лист для заказа.

ОНК марки AP закладываются в ТЗ на проектирование и проектные спецификации. Более 850 объектов применения в составе инженерных сетей всех видов объектов, включая линейные (дороги, трубопроводы).



Кольцо тип AP L в сборе

Сервис для подбора и проектирования:

- чертежи узлов и комплектующих в формате .dwg;
- онлайн-поддержка поддержки в подборе материалов;
- готовые узлы под заданные параметры;
- каталог в электронном и бумажном виде;
- заключение договоров на продвижение.

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

Имеет зарегистрированную товарную марку — «АктивРинг».



Актив Питер Строй

+7 (812) 602-06-17

info@aktivpiter.ru
www.aktivring.ru

Дуплексные стали для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода

Филистеев В.Г., Стеклова Е.О.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия
v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация

Начиная с 50-х годов в газовой промышленности происходили аварии трубопроводов, которые могли быть связаны с присутствием сероводорода (H_2S). Природные газы — смесь отдельных газов (компонентов) — состоят преимущественно из предельных углеводородов. При этом в состав природных газов могут входить: сероводород до 18–25 % по объему, двуокись углерода до 25 % и в небольших количествах азот и водород. В настоящей работе рассмотрены условия и факторы влияния сероводорода, при которых возникает разрушение трубопроводов, изготовленных из сталей различных структурных классов. Приведено обоснование выбора сталей с дуплексной структурой наиболее стойких к водородному растрескиванию, так и к сероводородному растрескиванию под напряжением.

Материалы и методы

Для исследования выбраны дуплексные стали, которые имеют относительно высокие пределы текучести и прочности при удовлетворительных пластичности и ударной вязкости и хорошую свариваемость. Это позволяет сократить удельный расход металла при изготовлении конструкций, рассчитываемых на прочность, благодаря уменьшению толщины листа.

Ключевые слова

дуплексные стали, транспорт агрессивных сред, содержание сероводорода, содержание двуокиси углерода

Для цитирования

Филистеев В.Г., Стеклова Е.О. Дуплексные стали для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 82–87. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-82-87

Поступила в редакцию: 18.01.2023

PIPELINE

UDC 622.692.4 | Original Paper

Duplex steels for transport of corrosive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide

Filisteev V.G., Steklova E.O.

Gazprom "VNIIGAZ" LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia
v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract

Since the 1950s, the gas industry has encountered pipeline accidents that could be related to the presence of hydrogen sulfide (H_2S). Natural gases represent a mixture of individual gases (components), predominantly consisting of saturated hydrocarbons. At the same time, natural gas may contain up to 18–25 % of hydrogen sulfide, up to 25 % of carbon dioxide, and small volumes of nitrogen and hydrogen. The article studies conditions and impact factors, when hydrogen sulfide causes destruction of pipelines made of steels of various grades. The paper proves that steels with a duplex structure are more resistant to hydrogen cracking and hydrogen sulfide stress corrosion cracking.

Materials and methods

The study considers duplex steels with good weldability, relatively high yield and strength limits regarding satisfactory ductility and impact strength. This provides less specific metal consumption in the manufacture of structures calculated for strength due to a decrease in the sheet thickness.

Keywords

duplex steels, transmission of corrosive media, hydrogen sulfide content, carbon dioxide content

For citation

Filisteev V.G., Steklova E.O. Duplex steels for transport of corrosive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 82–87. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-1-82-87

Received: 18.01.2023

Введение

При транспорте неподготовленного газа, содержащего сероводород и двуокись углерода, внутренняя поверхность трубопроводов подвергается интенсивному коррозионному разрушению. В основном коррозионные поражения протекают по нижней образующей трубопроводов, причем скорость коррозии достигает 2–3 мм/год.

В данной статье рассмотрен выбор duplexных сталей для транспорта газа, содержащего сероводород и двуокись углерода. Интерес к этому сравнительно новому классу сталей связывают с их хорошей сопротивляемостью развитию трещин в условиях коррозии под напряжением, стойкостью к общей, питтинговой и щелевой коррозии.

Широкое распространение и применение duplexных сталей началось лишь в последнем десятилетии. Основная причина этого кроется в том, что в эти годы технология производства была значительно усовершенствована. В частности, производители получили возможность более точного регулирования содержания азота.

Влияние сероводорода на сталь выражается в сероводородном растрескивании под напряжением и водородном растрескивании типа расслоения. Кроме того, в средах в присутствии влаги происходит электрохимическая в т.ч. сплошная локальная коррозия внутренней поверхности труб и оборудования. Содержание в газе двуокиси углерода может усилить общую коррозию, подкисляя среды, облегчая протекание коррозионных процессов.

Скорость специфических коррозионных разрушений, вызываемых сероводородной и углекислотной коррозией, зависит от следующих факторов, совместное влияние которых достаточно сложное: наличие металла, чувствительного к коррозии при рабочем диапазоне температур; парциальное давление сероводорода и двуокиси углерода; температура транспортируемого газа; степень и характер минерализации водной фазы конденсата; pH водной фазы жидкости; влажность газа; давление среды; механические напряжения в металле труб.

Сероводородное растрескивание сталей под напряжением и водородное растрескивание сталей усиливаются с повышением

парциального давления сероводорода p_{H_2S} [1]. По агрессивности, связанной с парциальным давлением, сероводородсодержащие среды можно условно разделить на три вида:

- $p_{H_2S} < 0,30$ кПа — сероводородное растрескивание трубных сталей не происходит;
- $0,3 < p_{H_2S} < 10$ кПа — наблюдается сероводородное растрескивание сравнительно небольшой интенсивности, такие среды можно характеризовать как среды с низким содержанием сероводорода;
- $p_{H_2S} > 10$ кПа — наблюдается интенсивное сероводородное растрескивание, такие среды следует рассматривать как среды с высоким содержанием сероводорода.

По величине парциального давления двуокиси углерода p_{CO_2} можно судить о вероятности возникновения углекислотной коррозии и ее интенсивности, в частности:

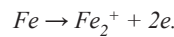
- $p_{CO_2} \geq 0,21$ МПа — коррозия всегда неизбежна;
- $p_{CO_2} = 0,021-0,21$ МПа — коррозия возможна;
- $p_{CO_2} < 0,021$ МПа — коррозия маловероятна.

При совместном присутствии сероводорода и углекислого газа самая высокая скорость коррозии отмечается при соотношении $H_2S:CO_2 = 1:3$ [2].

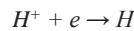
В интервале температур от 21 до 65,5 °C скорость коррозии сталей возрастает прямо пропорционально увеличению содержания сероводорода и двуокиси углерода в газе при небольших парциальных давлениях. В этой связи при выборе труб учитывают содержание H_2S и CO_2 в транспортируемом газе и их парциальное давление.

Механизм водородного растрескивания заключается в следующем.

Агрессивная среда («кислый газ») вызывает анодное растворение железа:



В результате катодной реакции



образуется атомарный водород, который может в результате адгезии скапливаться (адсорбироваться) на поверхности стали. Затем атомарный водород абсорбируется

и перераспределяется внутри стальной матрицы диффузионным путем. Маленький атом водорода будет либо внедренным между атомами железа в кристаллической решетке, либо находиться в «ловушках» в стальной матрице. Атомарный водород рекомбинирует в молекулярный в местах неоднородностей стальной матрицы, преимущественно на межфазной поверхности между включениями и матрицей, что приводит к возникновению внутреннего давления газа. Особенно высокие напряжения могут возникать на больших, плоских и вытянутых включениях, таких как сульфиды марганца или скопления оксидов. Эти растягивающие напряжения по соседству с такими неметаллическими включениями могут привести к образованию пор. После стадии зарождения трещина, инициированная водородом, формируется по механизму слияния нескольких пор. Образовавшиеся трещины распространяются преимущественно через твердые и хрупкие составляющие микроструктуры (рис. 1) [3].

Кроме этого, сероводородное растрескивание проявляется в растрескивании под напряжением. Эта наиболее опасная форма проявляется в развитии под напряжением одной трещины, направленной перпендикулярно действующим напряжениям растяжения. Это самый быстрый и трудно контролируемый в развитии вид разрушения труб, работающих под давлением. Этот вид разрушения более характерен для упрочненных малопластичных сталей и практически не поддается контролю в рабочих условиях трубопроводов, имеющих значительную протяженность. В связи с этим растрескивание под напряжением — наиболее опасный вид разрушения, который происходил даже на газопроводах, построенных из труб, обладавших высокими пластическими свойствами в исходном состоянии.

Трубы из разных сталей, в зависимости от химического состава стали, технологии изготовления труб и технологии сварочно-монтажных работ при строительстве объекта, имеют различную стойкость к сероводородному растрескиванию под напряжением. Скорость диффузии и накопление водорода в различных структурах стали неодинаковы. Так, в феррите и мартенсите они заметно велики, а в аустените — малы [4]. Склонность

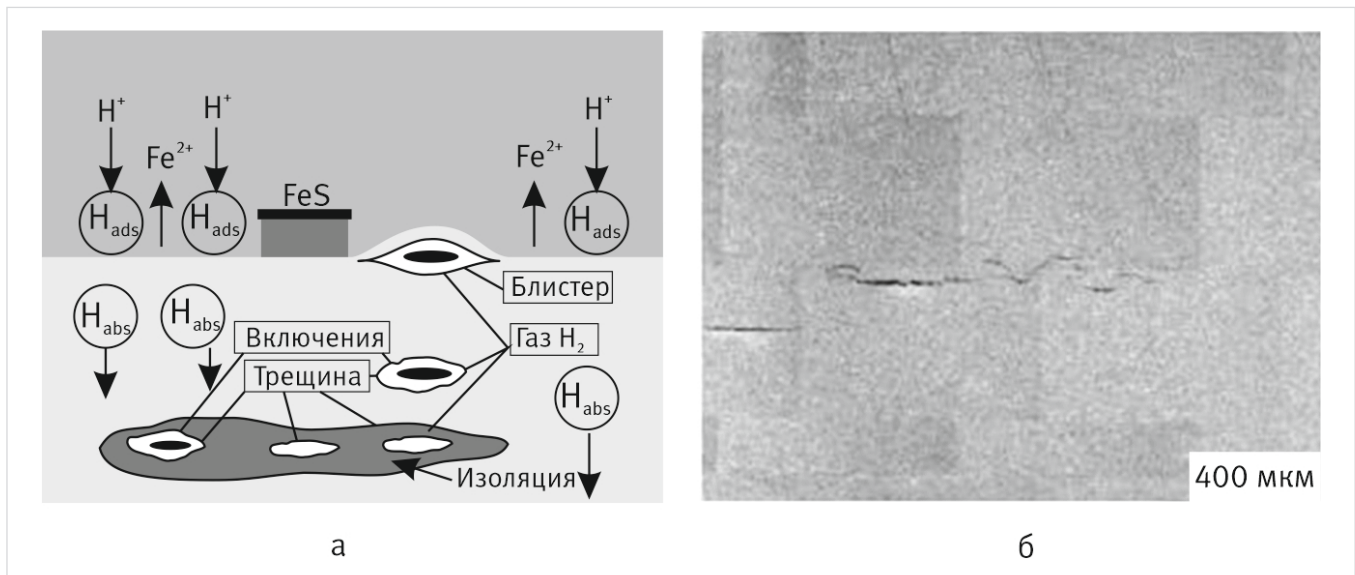


Рис. 1. Схема возникновения трещин водородного происхождения — а, внешний вид трещины — б
Fig. 1. Hydrogen-induced crack initiation layout – a, crack appearance – б

Табл. 1. Механические свойства дуплексных, аустенитных и ферритных нержавеющей сталей

Tab. 1. Mechanical properties of duplex, austenitic and ferritic stainless steels

Марка стали	Марка по AISI	$\sigma_{0,2}$, МПа	σ_B , МПа	δ , %	Ударная вязкость КСЧ ⁺²⁰ , Дж/см ²
Дуплексные стали					
03X23H6	S32304	350	580	20	60
03X22H6M2	S32205				
03X24H6AM3	S31260	390	690	25	
SAF 2205	S31803	450	680		
SAF 2507	S32750	550	800	0	100
Ферритные нержавеющие стали					
08X13	409	350	510	25	32
12X13	410	570	700	20	15
12X17	430	310	510	28	34
Аустенитные нержавеющие стали					
12X18H10T	321	315	600	50	210
08X18H10	304	210	510	43	90
03X17H14M3	316	196	490	35	60

стали к растрескиванию в среде H_2S обусловлена главным образом присутствием мартенсита в структуре. Устойчивость феррита против сероводородного растрескивания зависит от содержания в нем углерода.

Одним из главных факторов, определяющих стойкость стали в сероводородсодержащей среде, является ее химический состав. Химический состав стали определяет возможность получения металла с заданной структурой, механическими свойствами, свариваемостью и коррозионной стойкостью. Трубы, применяемые для транспортировки газа, содержащего сероводород и двуокись углерода, изготавливают из углеродистых или низколегированных сталей, часто с вводом специальных микродобавок элементов (ниобий, ванадий и др.), улучшающих структуру и механические свойства. Подобное легирование мало влияет на стойкость сталей к общей коррозии, которая может быть существенно замедлена только при введении в больших количествах легирующих элементов, главным образом, хрома [5].

Трубы, изготовленные из высоколегированных аустенитных сталей, наиболее стойкие к образованию общей углекислотной коррозии. Общая коррозия тем меньше, чем выше содержание Cr, Mo или V — в этом случае коррозионное разрушение замедляется. Однако аустенитные стали очень склонны к сероводородному растрескиванию под напряжением. Большой надежностью в этом плане обладают стали с ферритной структурой [5, 6].

Стали с ферритной структурой более стойкие к сероводородному растрескиванию под напряжением, но данная структура стали менее стойка к диффузионному перераспределению атомарного водорода внутри стальной матрицы с последующей рекомбинацией его в молекулярный. А стали аустенитного класса наиболее стойкие к образованию общей углекислотной коррозии, но менее стойкие к сероводородному растрескиванию под напряжением. Следовательно, совмещение аустенитной фазы с ферритной позволит получить сталь, стойкую к общей углекислотной коррозии и одновременно стойкую к сероводородному растрескиванию под напряжением.

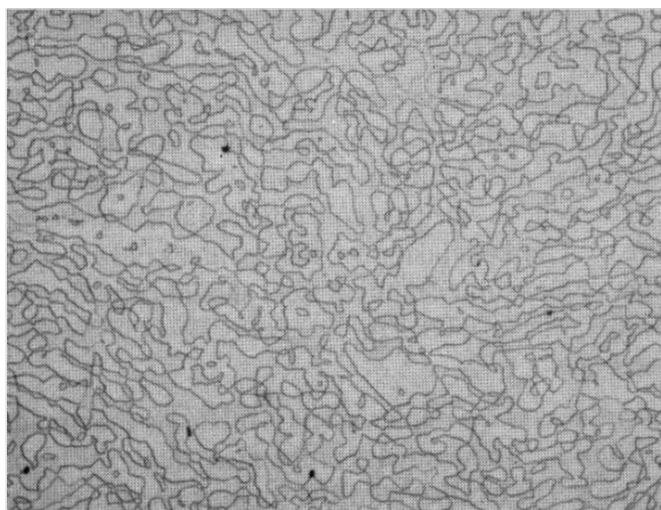


Рис. 2. Типичная микроструктура дуплексной коррозионно-стойкой стали SAF 2507 (светлые участки — аустенит, темные — феррит)
Fig. 2. Typical microstructure of duplex corrosion-resistant steel SAF 2507 (light areas – austenite, dark – ferrite)



Рис. 3. Питтинговая коррозия [12]
Fig. 3. Pitting corrosion [12]

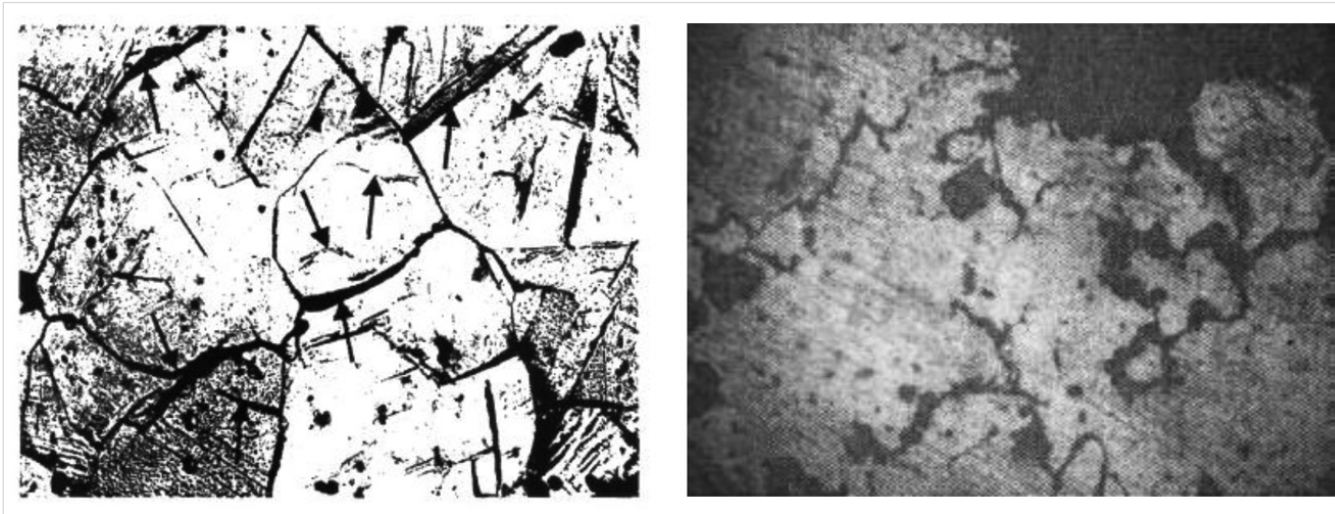


Рис. 4. Выделение карбидов хрома по границам зерен: а – микротрещины (показаны стрелками) в границах зерен хромоникелевой стали; б – микроструктура стали 08X18H10T, x240 [6]

Fig. 4. Isolation of chromium carbides along grain boundaries: а – microcracks (shown by arrows) within the grain boundaries of chromium-nickel steel; б – microstructure of steel 08X18H10T, x240 [6]

Табл. 2. Типичный химический состав и эквивалент PRE некоторых высоколегированных нержавеющей сталей
Tab. 2. Typical chemical composition and PRE equivalent of some high-alloy stainless steels

Марка стали	Mo	Ni	Cr	N	S	P	Mn	Si	C	Ti	Cu	PRE, %
Ферритные нержавеющие стали												
12X17	–	–	16–18	–	0,025	0,035	0,8	0,8	0,12	–	–	16
Аустенитные нержавеющие стали												
08X18H10	–	9–11	17–19	–	0,02	0,035	0,2	0,8	0,08	0,5	0,3	18
03X17H14M3	2,5–3,1	13–15	16–18	–	0,02	0,035	1–2	0,4	0,03	–	–	26
Дуплексные стали												
03X23H6	0,3	5,6–6,3	22–24	0,15	0,03	0,04	1–2	0,4	0,03	–	0,6	38
08X22H6TM2	0,3	5,3–6,3	22–23	–	0,025	0,035	0,8	0,8	0,08	0,65	0,3	21
03X24H6AM3	3	5,8–6,8	23,5–25	0,15	0,02	0,035	1–2	0,4	0,03	–	0,3	38
SAF 2205	3,0–3,5	4,0–6,5	22–23	0,187	0,015	0,03	0,03	1,0	0,03	–	–	35
SAF 2507	3–4	6–8	24–26	0,29	0,015	0,035	2,0	1,0	0,03	–	–	41

По данным литературного обзора, предлагается использовать аустенитно-ферритные высоколегированные стали, основу структуры которых составляют две фазы: аустенит и феррит. Количество каждой из них обычно от 40 до 60 %. В связи с этим признаком такие стали назвали дуплексными [7–10].

У дуплексной нержавеющей стали нет недостатков, присущих двум типам стали, — она обладает более высоким сопротивлением коррозионному растрескиванию под напряжением по сравнению с аустенитными нержавеющими сталями и лучшей ударной вязкостью по сравнению с ферритными нержавеющими сталями. Механические свойства дуплексных, аустенитных и ферритных нержавеющих сталей приведены в таблице 1. Благодаря мелкозернистой структуре (рис. 2), представляющей собой смесь феррита и аустенита, по прочности дуплексные стали значительно превосходят широко применяемые в настоящее время хромоникелевые аустенитные стали при удовлетворительной пластичности и ударной вязкости.

При контактировании с агрессивной средой стали подвергаются коррозионному разрушению (разъеданию), степень которого зависит от химического состава и структуры стали, характера агрессивной среды, температуры этой среды и других условий эксплуатации. Одним из наиболее опасных видов коррозии для большинства конструкционных материалов является электрохимическая коррозия. Стали, способные сопротивляться химической и электрохимической коррозии, называют нержавеющими [11, 12].

Нержавеющие стали представляют собой группу высоколегированных сталей на основе систем: Fe-Cr, Fe-Cr-Mn, Fe-Cr-Ni, Fe-Cr-Ni-Mn-N и др. Чтобы сталь была нержавеющей в воде, содержание хрома в ней должно быть выше 10,5 %. При контакте стали с иными, более агрессивными, средами требуется большая концентрация хрома в используемой стали.

Легирование сталей хромом и некоторыми другими элементами (например, ванадием, молибденом, кремнием) повышает их коррозионную стойкость. Хром является основным легирующим элементом, делающим сталь коррозионностойкой в окислительных средах. Это объясняется образованием на поверхности плотной пассивирующей пленки типа Cr_2O_3 .

Возможны различные виды коррозии, включая питтинговую (точечную), межкристаллитную и коррозионное растрескивание под напряжением [5, 6].

Питтинговая коррозия возникает под влиянием местного разрушения пассивной поверхностной пленки, она обычно связана, с микроструктурными особенностями, такими как границы зерен, или с образованием интерметаллидных включений. Питтинговая коррозия очень коварна: одна маленькая точка может привести к разрушениям по большим поверхностям. На рисунке 3 показан внешний вид питтинговой коррозии на поверхности образца.

Межкристаллитная коррозия (МКК) — вид разрушения сплавов по причине того, что материал теряет свои прочностные свойства без заметного изменения внешнего вида. Межкристаллитная коррозия может быть вызвана неправильной термообработкой, а также определенным термическим воздействием в процессе сварки или другими видами технологической обработки. Этот вид коррозии наиболее часто встречается в зоне

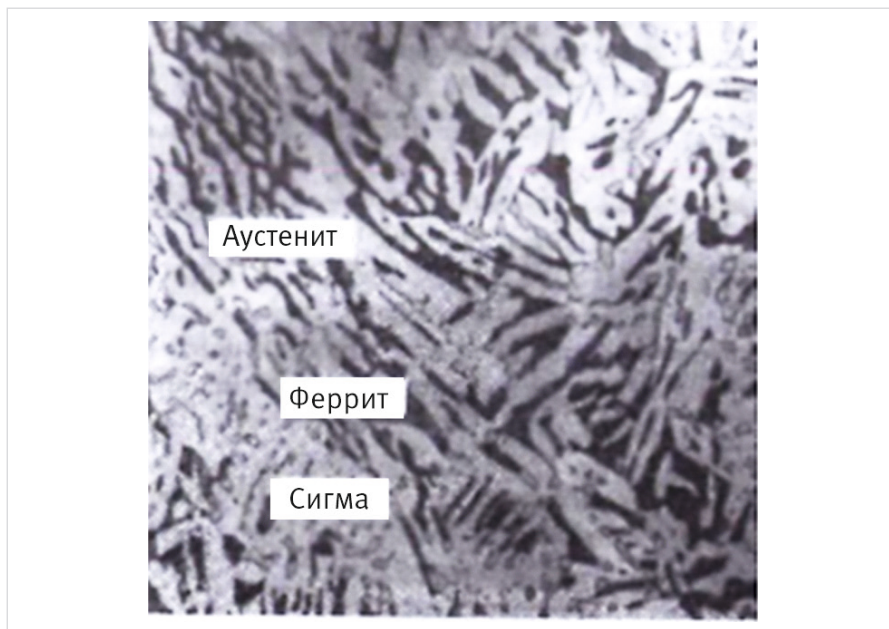


Рис. 5. Микроструктура дуплексной стали после закалки с 1050 °C в воду, светлая составляющая — аустенит, темная — феррит
Fig. 5. Microstructure of duplex steel after quenching from 1050 °C into water, the light component is austenite, the dark component is ferrite

термического влияния сварных соединений и возникает вследствие выделения карбидов хрома по границам зерен (рис. 4), что и приводит к обеднению прилегающих микрообъемов металла по содержанию хрома ниже 12 % и вызывает чувствительность металла к межкристаллитной коррозии.

Наиболее опасный вид разрушения высоколегированных нержавеющих сталей — это коррозионное растрескивание под напряжением. Разрушение возникает при одновременном действии растягивающих напряжений и коррозионной среды. Процесс разрушения в этом случае происходит достаточно быстро и осуществляется в результате распространения трещины без видимой или с весьма малой микропластической деформацией. Образование трещины может быть следствием наводораживания стали, при котором происходит потеря пластичности и возникновение хрупких разрушений под действием растягивающих напряжений.

Стойкость против коррозии зависит не только от химического состава стали, но и от ее структурного состояния. Наличие двухфазной структуры придает дуплексным сталям свойства, которые характерны в отдельности для аустенитных и ферритных сталей. В то же время дуплексные стали обладают рядом свойств, которые определяют самостоятельные области их применения.

Формирование мелкозернистой дуплексной структуры в виде смеси аустенита и феррита способствует значительному повышению прочности по сравнению со сталями с однофазной аустенитной структурой, обеспечивая при этом увеличение стойкости против коррозионного растрескивания, образования питтинга и против ножевой коррозии (рис. 5). Максимальная стойкость против коррозии достигается при примерном равенстве аустенитной и ферритной фаз, при котором размер зерен феррита и аустенита примерно одинаковы, а химическая неоднородность по Cr и Ni между фазами минимальна [13].

Среди легирующих элементов, повышающих стойкость сталей к питтингообразованию и ножевой коррозии, важнейшими являются молибден, кремний и азот [5, 6, 14].

Для оценки потенциальной стойкости стали против локальной коррозии используется так называемый эквивалент питтингообразования PRE , %, рассчитываемый по формуле:

$$PRE = 1,0 Cr + 3,3 \times (Mo + 0,5 W) + 16 N.$$

Для сталей 08X18H10T и 02X25H7AM4 значение PRE равно 18 % и 41 % соответственно. Склонность к питтингообразованию появляется при значении $PRE < 20$ % [9] (табл. 2).

Итоги

При совместном воздействии агрессивных сред, таких как сероводород и двуокись углерода, при давлении вызывающем минимальные растягивающие напряжения, трубопроводы, изготовленные из высоколегированных аустенитных сталей и из сталей с ферритной структурой, менее эффективны в эксплуатации в сравнении с трубопроводами, изготовленными из дуплексных нержавеющих сталей.

Выводы

- В результате исследования установлено, что дуплексные стали с содержанием аустенитной и ферритной фаз от 40 до 60 % более стойки к СРН, ВР, МКК, ножевой коррозии и питтингообразованию в сравнении с низкоуглеродистыми и аустенитными сталями.
- Мелкозернистая структура в виде смеси феррита и аустенита значительно повышает прочностные характеристики дуплексных сталей, что позволяет значительно увеличить давление (или объем) транспортируемой среды без увеличения толщины стенки труб.

Литература

1. Инструкция по выбору и применению материалов изготовления труб для трубопроводов, эксплуатирующихся в сероводородсодержащих средах. М.: ООО «ВНИИГАЗ», 2000.
2. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренко В.М. Определение характеристик надежности и технического состояния оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. 239 с.
3. Колачев Б.А. Водородная хрупкость металлов. М.: Metallurgy, 1985. 216 с.
4. Арчаков Ю.И. Водородная коррозия стали. М.: Metallurgy, 1985. 192 с.
5. Березовская В.В., Березовский А.В. Коррозионностойкие стали и сплавы. Екатеринбург: Уральский университет, 2019. 244 с.
6. Кац Н.Г., Стариков В.П., Парфенова С.Н. Химическое сопротивление материалов и защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии. М.: Машиностроение, 2011. 436 с.
7. Липпольд Д. Metallurgy сварки и свариваемость нержавеющей сталей. СПб.: Политехнический университет, 2011. 467 с.
8. Паршин С.Г. Технология сварки. Сварка плавлением. Технология сварки высоколегированных сталей. СПб.: Политехнический университет, 2015. 102 с.
9. Макаров Э.Л., Якушин Б.Ф. Теория свариваемости сталей и сплавов. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2018. 549 с.
10. Махненко В.И., Козлитина С.С., Дзюбак Л.И. Прогнозирование содержания σ -фазы в ЗТВ стыковых соединений дуплексных сталей при дуговой сварке // Автоматическая сварка. 2011. № 6. С. 9–12.
11. Кнорозов Б.В., Усова Л.Ф. и др. Технология металлов и материаловедение М.: Metallurgy, 1987. 800 с.
12. Герасимова Н.С., Головачева Ю.Г. Межкристаллитная коррозия нержавеющей сталей. Калуга: КФ МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2017. 24 с.
13. Макарова Э.Л. Сварка и свариваемые материалы. Свариваемость материалов. М.: Metallurgy, 1991. 528 с.
14. Бурлов В.В. Защита от коррозии оборудования НПЗ. СПб.: Хим-издат, 2005. 248 с.

ENGLISH

Results

With the combined effect of aggressive media such as hydrogen sulfide and carbon dioxide at a pressure causing minimal tensile stresses, pipelines made of high-alloy austenitic steels and steels with a ferritic structure are less efficient in operation compared to pipelines made of duplex stainless steels.

Conclusions

- As a result of the study, it was found that duplex steels with a content

of austenitic and ferritic phases from 40 to 60 % are more resistant to sulfide stress cracking, hydrogen-induced cracking, intergranular corrosion, knife-line attack and pitting formation in comparison with low-carbon and austenitic steels.

- The fine-grained structure in the form of a mixture of ferrite and austenite significantly increases the strength characteristics of duplex steels, which makes it possible to significantly increase the pressure (or volume) of the transported medium without increasing the wall thickness of the pipes.

References

1. Instructions for the selection and use of materials for the manufacture of pipes for pipelines operating in hydrogen sulfide-containing environments. Moscow: "VNIIGAZ" LLC, 2000. (In Russ).
2. Gafarov N.A., Goncharov A.A., Kushnarenko V.M. Determination of reliability and technical condition parameters of the equipment for hydrogen sulfide-containing oil and gas fields. Moscow: Nedra-Business Center, 2001, 239 p. (In Russ).
3. Kolachev B.A. Hydrogen brittleness of metals. Moscow: Metallurgy, 1985, 216 p. (In Russ).
4. Archakov Yu.I. Hydrogen corrosion of steel. Moscow: Metallurgy, 1985, 192 p. (In Russ).
5. Berezovskaya V.V., Berezovsky A.V. Corrosion-resistant steels and alloys. Yekaterinburg: Ural Publishing House University, 2019, 244 p. (In Russ).
6. Katz N.G., Starikov V.P., Parfenov S.N. Chemical resistance of materials and corrosion protection of oil and gas processing equipment. Moscow: Mashinostroenie, 2011, 436 p. (In Russ).
7. Lippold D. Welding metallurgy and weldability of stainless steels. St. Petersburg: Publishing House of the Polytechnic University, 2011, 467 p. (In Russ).
8. Parshin S.G. Welding technology. Fusion welding. Technology of welding of high-alloy steels. St. Petersburg: Publishing House of the Polytechnic University, 2015, 102 p. (In Russ).
9. Makarov E.L., Yakushin B.F. Theory of weldability of steels and alloys. Moscow: Publishing house of N.E. Bauman MSTU, 2018, 549 p. (In Russ).
10. Prediction of the content of the σ -phase in the HAZ of butt joints of duplex steels in arc welding. Automatic welding, 2011, issue 6, P. 9–12. (In Russ).
11. Knorozov B.V., Usova L.F. et al. Technology of metals and materials science. Moscow: Metallurgy, 1987, 800 p. (In Russ).
12. Gerasimova N.S., Golovachev Yu.G. Intergranular corrosion of stainless steels. Kaluga: KF MSTU im. N.E. Bauman, 2017, 24 p. (In Russ).
13. Makarova E.L. Welding and welded materials. Moscow: Metallurgy, 1991, 528 p. (In Russ).
14. Burlov V.V. Corrosion protection of refinery equipment. St. Petersburg: Him-izdat, 2005, 248 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Филистеев Виктор Геннадьевич, начальник лаборатории инжиниринговых работ и услуг Корпоративного научно-технического центра сварки и контроля сварных соединений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия
Для контактов: v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Стеклова Елена Олеговна, главный специалист лаборатории инжиниринговых работ и услуг Корпоративного научно-технического центра сварки и контроля сварных соединений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия

Filisteev Viktor Gennadievich, head of the laboratory for engineering works and services of the corporate scientific and technical center for welding and welded joint inspection of Gazprom "VNIIGAZ" LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia
Corresponding author: v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Steklova Elena Olegovna, chief specialist of the laboratory of engineering works and services of the corporate scientific and technical center for welding and inspection of welded joints of Gazprom "VNIIGAZ" LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

РЕКЛАМА



12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



УФА | Республика
Башкортостан

31-я международная выставка-форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

23–26 мая 2023

📍 ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ,
ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ
РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН



БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ
ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

СОДЕЙСТВИЕ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ



АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ



СПГ
Специализированная Ассоциация
Сжиженного природного газа



АССОЦИАЦИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ
ИНОВАЦИОННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ
ГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ

ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ
Ассоциация инновационных предприятий в области
энергетики



www.gntexpo.ru

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

[gazneftufa](https://t.me/gazneftufa) [gntexpo2022](https://vk.com/gntexpo2022)



2023

5-7 апреля
Казахстан, Атырау



ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

20-я Юбилейная Северо-Каспийская
региональная выставка

20 лет
успеха

«Атырау Нефть и Газ»

Подробная информация:
www.oil-gas.kz



3D

АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ



Визуализация изделий

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



Инфографика из вашего текста

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



Дизайн и полиграфия

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

21-я встреча со специалистами ПАО «Татнефть»



TATNEFT

АЛЬМЕТЬЕВСК

18–20 октября
2023



Технологии сварки
аттестованы в НАКС

LIVING SNAB

ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ

- ТРУБЫ
- СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ
- СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

- **ВНУТРЕННЕЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ** на основе эпоксидных порошковых материалов (красок) П-ЭП-585, П-ЭП-585Т
- **НАРУЖНОЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ** на основе эпоксидных порошковых материалов (красок) П-ЭП-585, П-ЭП-585Т
- **НАРУЖНОЕ ДВУХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с термопластичным адгезивом
- **НАРУЖНОЕ ТРЁХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с эпоксидно-порошковым праймером, термопластичным адгезивом

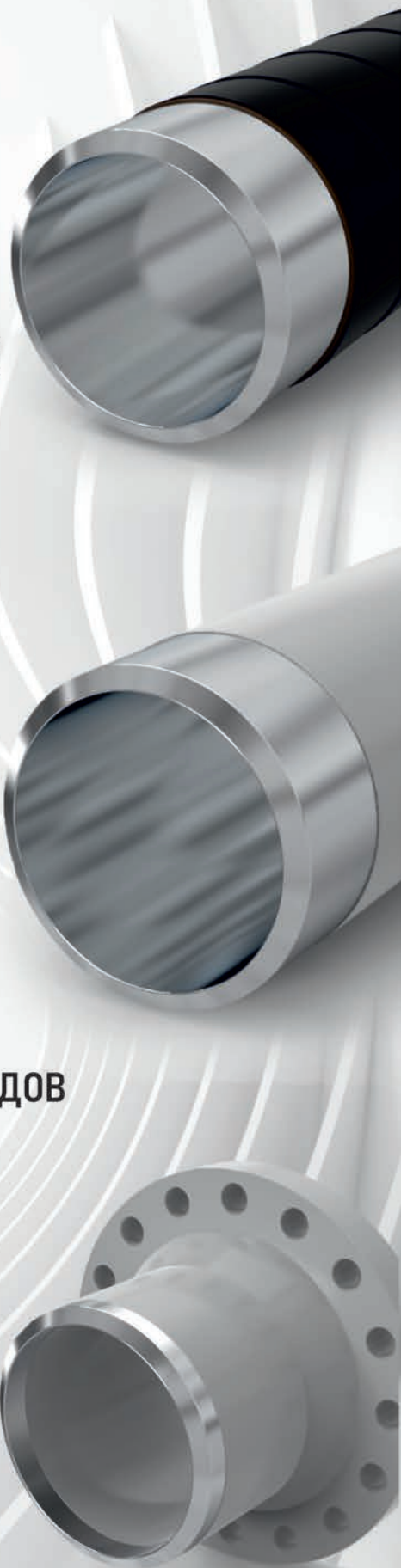
СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- ТЗ ЗАКАЗЧИКА

- качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие
- спецдетали любой сложности по чертежам Заказчика, как плоские — так и пространственные (трехмерные)
- соблюдение геометрии деталей
- входной контроль материалов межоперационный и приемо-сдаточный
- проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля

Качество нашей продукции соответствует ГОСТ и ТУ
и подтверждается сертификатами качества.

423450, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, Объездной Тракт, д.9
+7 (8553) 38-09-06, +7 (800) 500-82-13
livingsnab@bk.ru, living-snab.ru



АО «ЕМ-РАЗВЕДКА»

ТИП ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным ЭМ-исследованиям

Впервые в практике нефтепоисковых работ в Западной Сибири

опробована новая технология электроразведки, которая позволяет существенно увеличить достоверность прогноза коллекторов и обеспечивает выход на более высокий технологический уровень оценки типа их флюидонасыщения.

Прецизионность в 3D-ЗСБ®

достигается подавлением (специальным учетом) геологических помех путем приведения в соответствие экспериментальных $\epsilon\epsilon(x, y, t)$ и теоретических $\epsilon\epsilon(x, y, t)$ значений отклика среды одновременно для всей апертуры. Послойная реконструкция объемного распределения электрической проводимости в среде выполняется путем минимизации функционала

Ожидаемый результат

Апертурная технология 3D - ЗСБ® позволяет улучшить прогноз:

- структурных особенностей строения осадочного чехла
- проницаемости и типа флюидонасыщения коллекторов
- положение ВНК и контроль закачки воды для ППД

3D-ЗСБ®

