№5 (98) СЕНТЯБРЬ 2023

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Типизация процессов
испытания скважин

Морфологические особенности
ачимовских отложений

Расчет трещин
ГРП в ПК «РН-КИМ»

Критический дебит
скважин

Заводнение
горизонтальных скважин

ТЕХНОЛОГИИ

Эксплуатация и закачка
дегазированной нефти

Моделирование вращения
насосных штанг

НАМ ЕСТЬ ЧЕМ ГОРДИТЬСЯ

Если взять экономику республики, то её основная база — это нефтяная промышленность. Она постепенно трансформируется в нефтеперерабатывающую промышленность. Мы добываем 36 млн тонн нефти, из которых свыше 22 млн перерабатываем у себя. В республике развивается шинное производство, нефтехимия и биотехнические направления.

Раис Республики Татарстан
Рустам Минниханов

36 МЛН ТОНН ДОБЫЧА НЕФТИ ТАТАРСТАНА

22 МЛН ТОНН ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЕСЫРЬЯ В ТАТАРСТАНЕ

НТ | НОВОТЭК-ИНЖИНИРИНГ

Реинжиниринг импортного оборудования

+7 8442 60-97-90, 60-98-90

SNF VOSTOK
ПОДКЛЮЧАЙ И КАЧАЙ

WWW.SNF-GROUP.RU @SNFVOSTOK

ЭКСПЕРТ В ОБЛАСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

80 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

80 ЛЕТ
НЕФТИ ТАТАРСТАНА

В этом году Татарстан и компания «Татнефть» отмечают 80-летие с начала разработки нефтяных месторождений республики.

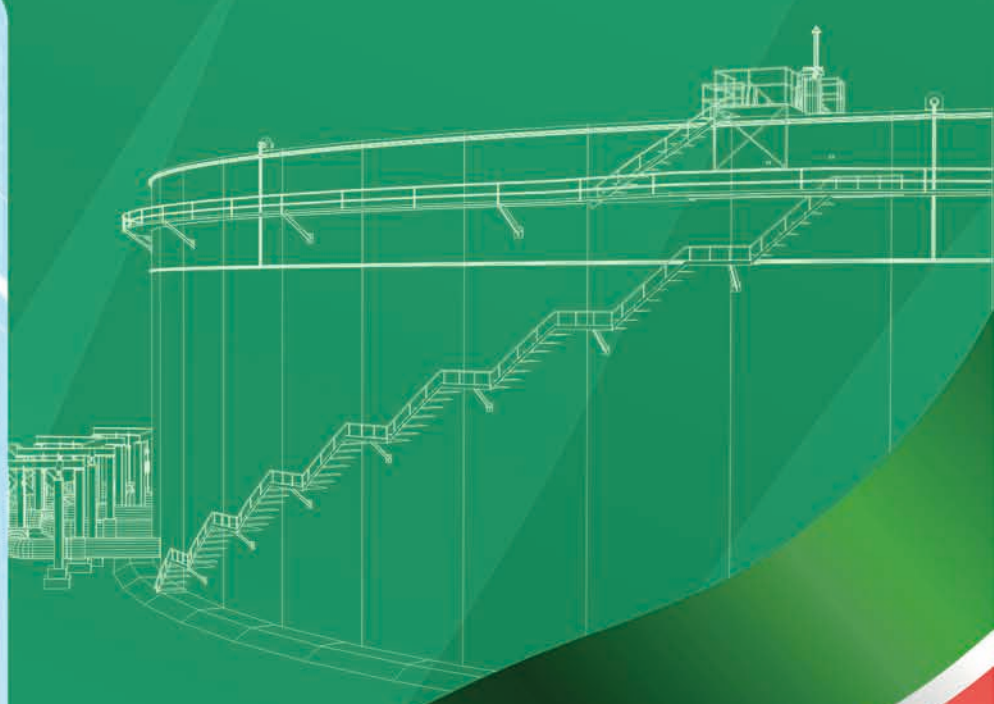
Первые тонны нефти были добыты в республике в 1943 году. Уже через 13 лет «Татнефть» и Татарстан становятся лидером по объему добычи стратегического сырья в стране. Еще через 13 лет — невиданный, фантастический для того времени и советской нефтянки результат — добыча 100 млн тонн нефти в год.

За годы разработки нефтяных месторождений Татарстана добыто 3,5 млрд тонн, и активная нефтедобыча продолжается.

парус электро

ИБП В РЕЕСТРЕ РОССИЙСКОЙ РАДИОЭЛЕКТРОННОЙ ПРОДУКЦИИ МИНПРОМТОРГА

WWW.PARUS-ELECTRO.RU



TATNEFT

одна из крупнейших российских вертикально-интегрированных компаний, в составе которой динамично развиваются нефтегазодобыча, нефтепереработка, нефтегазохимия, сеть АЗС, композитный кластер, электроэнергетика, разработка и производство оборудования для нефтегазовой отрасли и блок сервисных структур.

Мы готовы поддерживать не только заказами, но и финансово любые начинания, которые были бы полезны для нас. Ждем от вас инициативы и будем рады вместе с вами развиваться.

Генеральный директор
ПАО «Татнефть»
Наиль Маганов

27,8 ДОБЫЧА НЕФТИ
МЛН ТОНН / ГОД

16,7 ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЕСЫРЬЯ
МЛН ТОНН / ГОД

АЛЬМЕТЬЕВСКАЯ ВСТРЕЧА

со специалистами ПАО «Татнефть»

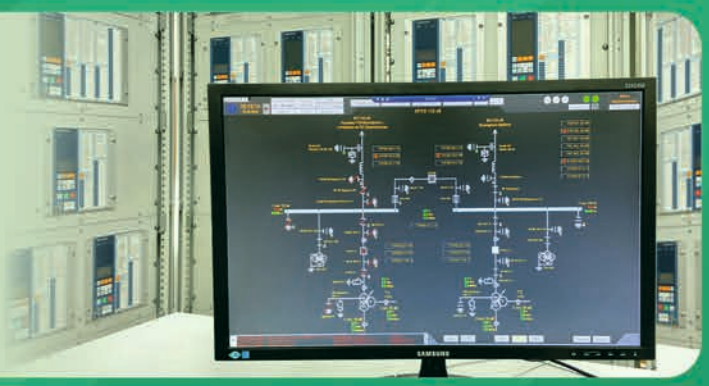
18–20 ОКТЯБРЯ 2023

NT-EXPO.RU

РЕЛЕМАТИКА
Традиции. Надежность. Инновации.

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ МП РЗА 6-750 КВ, АСУ, ССПИ И ПО

RELEMATIKA.RU



75 ЛЕТ РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

75 ЛЕТ РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

В 2023 году «Татнефть» отмечает 75-летие супергиганта — Ромашкинского месторождения. В июле 1948 года мастер Сергей Кузьмин и бурильщик Рахим Халиков вскрыли девонский пласт с дебетом 120 тонн нефти в сутки.

Ромашкинское месторождение и сегодня обеспечивает больше половины добычи нефти в Татарстане. До сих пор удерживает 13-е место в списке супергигантских месторождений за всю историю нефтедобычи в мире.

Здесь отрабатываются новые технологии, методы увеличения нефтеотдачи пластов, цифровые двойники, инструменты искусственного интеллекта.

ПТКМЕЖРЕГИОН

КОМПОЗИТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ ШТАНГИ
СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ ТРУБЫ
СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫЕ ФИЛЬТРЫ

ПРОМТЕХКОМПЛЕКТ
Всегда на шаг впереди!
promtk.com

141
ПРЕДПРИЯТИЕ
В СОСТАВЕ ГРУППЫ «ТАТНЕФТЬ»

10
СТРАН
ПРИСУТСТВИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ КОМПАНИИ

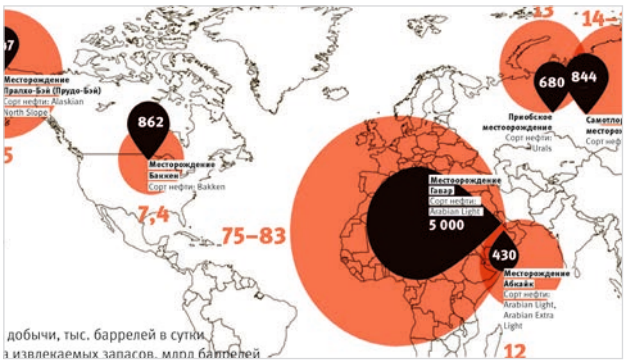
СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

12 Шустер В.Л. 70-летний юбилей открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

16 Пунанова С.А. Систематизация мегарезервуарных скоплений нефти и газа в осадочной толще

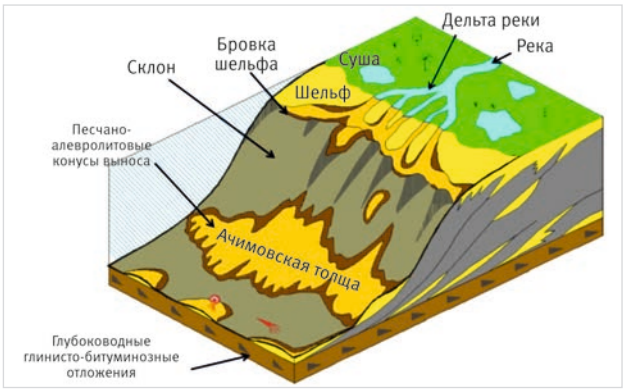


20 Юрова М.П. Освоение северных (включая Карское море) и северо-восточных территорий Западной Сибири (полуостров Ямал)

24 Лялин А.А. Типизация процессов испытания скважин при поисково-разведочных работах — шаг к сокращению трудозатрат

28 Власов С.В. Способы анализа и коррекции искажения динамических параметров в процессе обработки данных сейсморазведки на основе моделирования волновых полей

34 Хлебников Д.С. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 1



40 Сурикова Е.С. Структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения. Часть 1

46 Группа компаний «ТЕХПОЛИМЕР»: Опыт замены традиционных решений поверхностного водоотвода на бетонное полотно на объектах нефтегазовой отрасли

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

47 Волков М.Г. Экспресс-расчет параметров трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ»

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (98) Сентябрь 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 08-23/09-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 28.08.2023
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

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

АО «ЕМ - РАЗВЕДКА»

Новосибирск ,
Октябрьская магистраль 4 ,
оф. 1207

ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным 3D ЗСБ-исследованиям

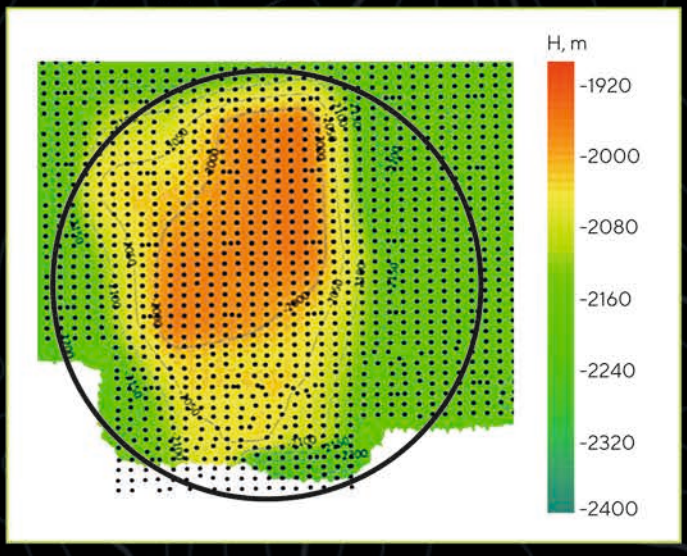
В практику нефтепоисковых работ в Западной и Восточной Сибири внедрена
новая технология наземной площадной электроразведки для увеличения достоверности прогноза НГ коллекторов. Обеспечен выход на новый технологический уровень оценки типа флюидонасыщения.

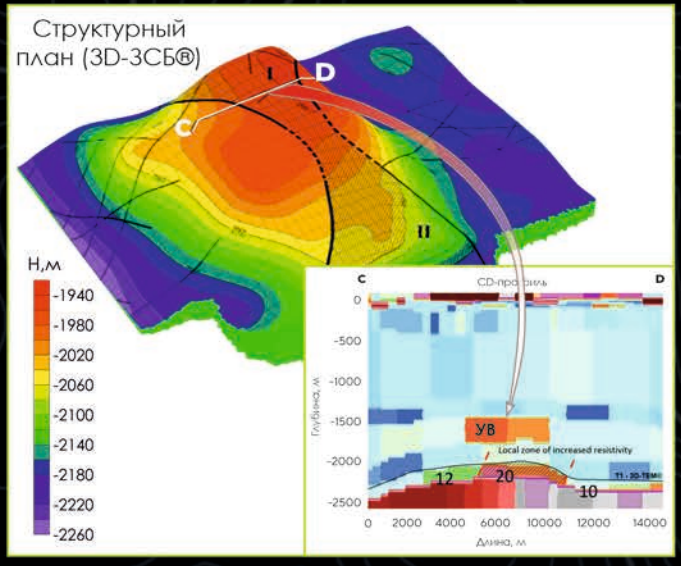
Прецизионность в 3D-ЗСБ®
достигается подавлением влияния геологических помех путем приведения в соответствие экспериментальных Ee(x, y, t) и теоретических Es(x, y, t) значений отклика среды одновременно более чем для 50 Wi-Fi терминалов. Реконструкция объемного распределения сопротивления среды выполняется путем минимизации функционала

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

Ожидаемый результат – улучшенный прогноз:
- структурных ярусов осадочного чехла
- проницаемости и типа флюида
- положения ВНК
- точность прогноза – 0,9

Апертура прогноза 3D-ЗСБ ®





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

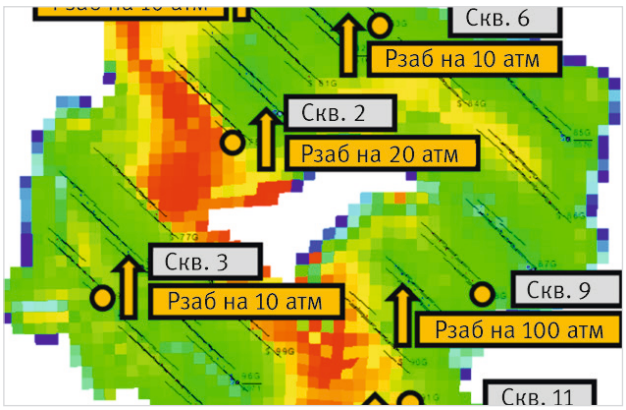
52 Собакарь М.В. Определение оптимальной глубины проводки горизонтальных скважин при разработке тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением

58 Кулеш В.А. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования

64 Пономарев Р.Ю. Оценка возможностей применения гибридного моделирования для оптимизации добычного потенциала нефтегазового месторождения

69 Приз К.И. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа

74 Трофимчук А.С. Новые подходы к применению горизонтальных скважин при заводнении



78 Исаев А.А. Моделирование вращения колонны насосных штанг при эксплуатации в искривленных и наклонно-направленных скважинах

84 ООО «НПФ «Модуль»: Салахов Р.В. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

86 ООО «УК «Система-Сервис»: 15-летие ГК «Система-Сервис»: Путь от «импортного» цеха в топ российских нефтесервисных компаний

ТРАНСПОРТИРОВКА

Компрессоры

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

Трубопровод

90 ООО «АПС»: Герметизация проходов трубопроводов с помощью регулируемого уплотнителя АктивРинг кольцевого типа

КИПИА

92 АО «Кодекс»: «Техэксперт»: WikiOil: эффективное управление документами на платформе «Техэксперт»

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

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

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

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

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

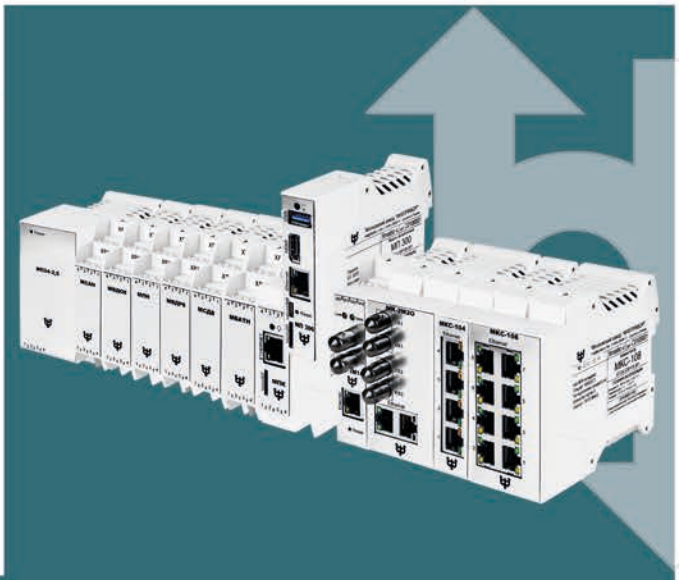
РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru

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

FIMATIC-C
МПА × MasterPLC

Модули промышленной автоматизации fimatic-c применяются для построения промышленных систем автоматизации и предназначены для измерения, контроля, регулирования, диагностики и управления производственными процессами, технологическими линиями и агрегатами различной степени сложности под управлением **MasterPLC**.

Погрешность аналоговых модулей 0,2%.
Гальваническое разделение цепей сигнала и цепей модуля.
Подключение цепей сбора/выдачи разъемами серии MSTBT 2,5
Системная шина серии ME 22,5 TBUS
Крепление на DIN-рейку типа TH35
Системная шина: RS-485
Гарантийный срок - 24 месяца



МОСКОВСКИЙ ЗАВОД ФИЗПРИБОР

Процессорный модуль **МП300**:
- Процессор Sitara AM3358BZCZ100 1 GHz, 2000 MIPS
- ОЗУ 512 Mb DDR3
- ПЗУ eMMC 4 Gb
- Порт Ethernet 10/100 Mb/s, RJ-45
- USB 2.0 Type A host
- Последовательный интерфейс RS-485
- Графический интерфейс Analog RGB (rear)(UXGA), HDMI 1.4a
- 4-х контактный конфигурируемый порт (RS-485/RS-232, питания 24 В, CAN)

Модуль периферийного контроллера **МПК**:
- Порт Ethernet 10/100 Mb/s, RJ-45
- Последовательный интерфейс RS-485 - 3 порта
- microSD объёмом памяти до 8 Гб, FAT
- Предназначен для организации обмена данными между контроллером управления и модулями сбора/выдачи сигналов и обеспечивает связь с модулями через системную шину RS-485, связь с контроллером управления через цифровой порт Ethernet

Модуль выдачи дискретных сигналов на оптопаре **МВДО8** обеспечивает:
- Выдачу 8-ми сигналов
- Гальваническое разделение цепей сигнала и цепей модуля
- Обмен информацией через системную шину
- Ток не более 5 А при постоянном напряжении не более 60 В

Модуль выдачи дискретных сигналов на реле **МВДР8** обеспечивает:
- Выдачу 8-ми сигналов
- Гальваническое разделение цепей сигнала и цепей модуля
- Обмен информацией через системную шину
- Ток не более 2 А на канал при мощности не более 60 Вт и напряжении не более 220 В

Модуль сбора дискретных сигналов **МСД8** обеспечивает:
- Сбор 8-ми сигналов постоянного тока + 24 В с формированием цепи питания от внешнего источника

Модуль выдачи аналоговых сигналов тока и напряжения **МВАТН** обеспечивает:
- Выдачу 2-х аналоговых токовых сигналов 0 - 20 мА и 4 - 20 мА (не более 100 Ом)
- Выдачу 2-х аналоговых сигналов напряжения от - 10 до + 10 В и от 0 до + 10 В (не менее 10 кОм)

Модули сбора аналоговых сигналов тока и напряжения

МСАТ обеспечивает:
- Сбор токовых сигналов (0 - 20 мА и 4 - 20 мА) по 4-м независимым каналам

МСАН обеспечивает:
- Сбор сигналов напряжения (0 - 10 В и 2 - 10 В) по 4-м независимым каналам

Модуль сбора аналоговых сигналов от термопар **МСАТП** обеспечивает:
- Прием сигналов от термоэлектрических преобразователей (K/L/E/T/J), а также напряжения постоянного тока в диапазоне от - 20 до + 70 мВ по 4-м каналам
- Преобразование сигнала в цифровое значение, выраженное в единицах физической величины (t0, U)

Модуль сбора аналоговых сигналов от термометров сопротивления **МСАТС** обеспечивает:
- Прием сигналов термоэлектрических преобразователей сопротивления (от 20 до 320 Ом) по 4-м каналам
- Преобразование входного сигнала в цифровое значение, выраженное в единицах физической величины (t0, R)

Также представлены коммутационные устройства и источник питания:
МКС-104 - коммутатор 4-х канальный
МКС-108 - коммутатор 8-ми канальный
МК-1М1О/МК-1М1ОG- медиаконвертер с одним оптическим портом и одним портом Ethernet
МК-2М2О - медиаконвертер с двумя оптическими портами и двумя портами Ethernet
ИП24-2,5 - источник питания 24 В

Почтовый адрес:
142110, Россия, Московская область,
г. Подольск, ул. Парковая 2
Юридический адрес:
105066, Россия, Москва,
ул. Нижняя Красносельская,
д. 40/12, корпус 20, 7 этаж, офис 729
fimatic-c@fizpribor.ru

MasterPLC – платформонезависимая среда для программирования логических устройств на языках стандарта МЭК61131-3

Преимущества:
- Поддержка языков стандарта IEC 61131-3
- Возможность развертывания веб-сервера для визуализации на ПЛК
- Использование методов объектно-ориентированного программирования
- Поддержка программного резервирования мастер-модулей и корзин расширения ПЛК с гибкой настройкой критериев отказов
- Встроенный драйверный интерфейс, расширяющий стандартные коммуникационные возможности ПЛК
- Встроенные математические и логические библиотечные блоки, а также возможность создания пользовательских

fimatic-c.ru

masterscada.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

16 Punanova S.A. Systematization of mega-reservoir accumulations of oil and gas in the sedimentary deposits

20 Yurova M.P. Development of the northern (including the Kara sea) and northeastern territories of Western Siberia (Yamal peninsula)

24 Lyalin A.A. Typification of well testing processes during prospecting and exploration is a step towards reducing labor costs

28 Vlasov S.V. Methods for analyzing and correcting the deviation of amplitude attributes in the process of seismic data processing based on wavefield simulation

34 Khlebnikov D.S. Morphological features of sand bodies of the Achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 1

40 Surikova E.S. Structural characteristics, history of tectonic evolution and features of the development of the Severo-Komsomolskoye field. Part 1

Oil production

47 Volkov M.G. Express calculation of hydraulic fracture parameters in a hydrodynamic simulator "RN-KIM"

52 Sobakar M.V. Optimal depth determination of the horizontal wells drilling in the development of thin oil rims with a complex geological structure

58 Kulesh V.A. Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling

64 Ponomarev R.Yu. Assessment of the possibilities of using hybrid modeling to optimize the production potential of an oil and gas field

69 Priz K.I. The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning

74 Trofimchuk A.S. New approaches to the use of horizontal wells under flooding

78 Isaev A.A. Simulation of a sucker rods string rotation during operation in curved and directional wells

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 5 (98) september 2023

ISSUE DATE: 28.08.2023

CIRCULATION: 1 000 copies

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

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

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

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

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

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

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

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

ХОЧЕШЬ ЭРУДИТОМ СТАТЬ –

ДОЛЖЕН ПРО БИПРОН УЗНАТЬ!

70-летний юбилей открытия Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Газ Березово поставил последнюю точку в спорах ученых о перспективности Западной Сибири как нефтегазоносной провинции. Даже, пожалуй, восклицательный знак!

Министр нефтяной промышленности СССР Н.К. Байбаков

21 сентября 1953 г., в 21 час 30 минут в опорной скважине Р-1 Березовской буровой партии произошел внезапный газоводяной выброс. Бьющая из скважины «струя» достигала 50 м в высоту. Ситуация была аварийной, но именно березовский фонтан стал первым доказательством того, что недра Западной Сибири действительно богаты залежами углеводородов. Этот фонтан положил начало широкому развороту работ по поискам и освоению газовых и нефтяных месторождений Западной Сибири.

Из истории бурения опорной скважины Р-1

По плану опорного бурения в Тюменской области первой должна была буриться скважина на Казымской культбазе. Там ее наметили ученые из совета по опорному бурению. Поселок построен на берегу небольшой таежной речки Казым, правого притока Оби. Летом в июне — июле по реке Казым могут плавать лишь небольшие суда и баржи. Потом речка мелеет, и только в некоторые годы удается провести суда в сентябре в период осенних дождей, поэтому руководство Новосибирского треста и Тюменской экспедиции приняло решение заложить скважину вместо Казымской культбазы в поселке Березово, вопреки протесту многих ученых, мотивируя это невозможностью организовать работы в Казыме.

В 1952 г. в связи с тем, что доставить технику на намеченную «Тюменьнефтегеологией» точку для скважины Р-1 (вместо Казымской опорной) и организовать на ней бурение не удалось, специальной комиссией, по предложению начальника буровой партии А.Г. Быстрицкого, было принято решение о переносе местоположения скважины Р-1 на окраину поселка Березово (рис. 1).

29 сентября 1952 г. было начато бурение опорной скважины Р-1. 23 июля 1953 г. бурение приостановлено на глубине 1 344 м при плановых 2 900 м, так как специалистами было принято решение: скважина «мертва» — работы прекратить, скважину законсервировать.

По воспоминаниям очевидцев, 21 сентября 1953 г. шел подъем инструмента, осталось поднять последние 200 м бурильных труб, вдруг послышался из глубины скважины гул, неведомая сила выталкивала трубы вверх, земля дрожала, как при взрыве, из скважины вырвался огромный столб воды и газа и устремился в небо. Люди в панике бросились с буровой. Гул перерос в неистовый рев. За несколько минут участники перенесли двойной шок: сначала страх за жизнь, затем радость открытия: есть в Березово газ! (рис. 2, 3).

Сегодня уже можно сказать, что достаточно было А.Г. Быстрицкому точно выполнить указание по выбору местоположения проектной скважины — и открытия бы не произошло — буровая бригада допустила аварию, которая прославила их имена.

К сожалению, не обошлось без жертв. При сейсмокаротаже во время подготовительных работ погибли дизелист Александр Кох и техник геофизической партии Борис Самсонов. Уже во время ликвидации аварии погиб старший по пожарному делу Министерства нефтяной промышленности Евгений Александрович Лютов.

В феврале 1954 г. механик Березовской экспедиции В.И. Петрушкин «закрыл» устье скважины Р-1. Березовский аварийный газовый фонтан был ликвидирован в июне 1954 г. (рис. 4).

В последующие годы были пробурены и Березовская скважина на предполагаемом ранее месте — безрезультатно, и Казымская опорная скважина в поселке Казым — тоже безрезультатно.

Начиналось все с весьма скептических прогнозов. В 1920–1930 гг. в нефтегазоносность Западной Сибири мало кто верил. Академики Н. Шатский, М. Усов отдавали предпочтение Минусинской котловине. Академикам возражал И.М. Губкин, который в 1932 г. высказал предположение, что в Западно-Сибирской впадине накапливались благоприятные для образования нефти и газа осадки.

В 1934 г. Иван Михайлович Губкин и его ученик Виктор Григорьевич Васильев, а также другие ученые обосновали прогноз наличия нефти вдоль рек Большой Юган и Белая, однако руководство треста «Востокнефть» оценило этот прогноз пессимистически. Прогноз подтвердился через десятилетия.

К оптимистам И.М. Губкину, В.Г. Васильеву и другим присоединился профессор Василий Михайлович Сенюков, который разработал план строительства 21 опорной скважины, три из которых закладывались в Тюменской области. После Великой Отечественной войны геологоразведочные работы в Западной Сибири были возобновлены.

В 1947 г. Совмин издал постановление о широкой программе поисково-разведочных работ. Намечалось бурение 26 опорных скважин, в том числе трех в Западной Сибири. Приказом министра геологии СССР Ильи Малышева в 1948 г. была организована

Рис. 1. Буровую построили в короткий для северных условий срок — за 2 месяца

Рис. 2. 21 сентября 1953 года шел подъем инструмента на буровой

Тюменская нефтеразведочная экспедиция. Стали съезжаться в Тюмень рабочие, инженеры и ученые.

Ведущий геолог Н.Н. Ростовцев, оставив профессорскую кафедру в Ленинграде, приехал в Тюмень, чтобы подтвердить правоту прогноза И.М. Губкина.

В 1950 г. под руководством Н.Н. Ростовцева Министерством геологии и охраны недр был разработан генеральный план региональных работ по всей Западно-Сибирской низменности, предусматривающий бурение опорных скважин.

В 1952 г. Юрий Георгиевич Эрвье возглавил Тюменскую нефтеразведочную экспедицию, а позже и трест «Тюменьнефтегазгеология», в 1953 г. Лев Иванович Ровнин, в возрасте 24 лет, назначен главным геологом этого треста (рис. 5).

Вместе с Ю.Г. Эрвье из Молдавии в Тюмень приехали его друзья и коллеги, в том числе А.Г. Быстрицкий (рис. 6).

А.Г. Быстрицкого за самовольный перенос места заложения опорной скважины перевели с выговором на юг, в Покровскую нефтегазоразведочную партию, его заместил Григорий Дмитриевич Сурков.

Именно Г.Д. Сурков 21 сентября 1953 г. известил телеграммой управляющего трестом «Тюменьнефтегеология» А.Г. Шиленко: «Срочная, Тюмень, Нефтегеология “Выброс при подъеме инструмента. Давление в устье 75 атмосфер. Срочно ждем самолет”. Сурков».

Это было начало великих событий. Затем последовали открытия газовых и нефтяных месторождений. Появились новые герои. На тюменский север устремились десятки тысяч рабочих, инженеров, ученых. Были созданы десятки научных и производственных центров. Нефтегазовая индустрия стала ведущей в экономике страны.

Честь и слава первопроходцам, заложившим основу для этих успехов!

Воспоминания Владимира Львовича Шустера — участника событий, последовавших за газовым фонтаном в Березово

В сентябре 1959 г., после окончания Московского нефтяного института им. И.М. Губкина, я прибыл по распределению в город Тюмень. Это был мой выбор, так как меня распределили в Куйбышевское геологическое управление, но мы — молодые геологи — рвались на Север или на Сахалин. В Министерстве пошли мне навстречу.

Нас, молодых специалистов, каждого персонально, принял главный геолог Тюменского территориального геологического управления Лев Иванович Ровнин. Он меня расспросил о моей учебе, дипломной работе, спросил, где я хотел бы поработать. Я ответил ему, что стремлюсь на север, где потруднее. Он сказал, что «с потруднее» проблем не будет, и предложил поработать на газовых месторождениях в Березовской экспедиции. Так я познакомился с моим первым работодателем, с которым через 40 лет это знакомство переросло в теплые товарищеские отношения.

В Березовской экспедиции получил направление в Полнаватскую геологоразведочную партию, а позже на Казымский участок опорного бурения. И это уже была судьба.

В первый год все молодые специалисты работали на «технических» должностях. Меня, в связи с новым назначением, по распоряжению начальника Управления Юрия Георгиевича Эрвье, перевели из коллекторов в младшие геологи. Перед этим Юрий Георгиевич провел в Березово встречу с молодыми специалистами, расспросил о нашей жизни, пожеланиях. Я, среди других молодых инженеров, посетовал, что нас долго держат на «подсобных» работах, а мы хотели бы уже самостоятельной работы. Он согласился и предложил руководителям нашей разведочной партии послать меня геологом (пока младшим) на Казымскую опорную скважину, где, как потом выяснилось, возобновлялось бурение третьего ствола после двух аварийных.

В конце сентября — начале октября 1960 г. мы плыли по реке Казым из поселка Полноват в поселок Кызым. Мы — это опытный буровой мастер Андрей Федорович Тарасов (с которым в последующем и работали, и дружили, он приезжал с семьей ко мне в гости в Москву); вновь назначенный буровой мастер Александр Иванович Зверев (с ним больше года работали на Казымской опорной); шкипер нашего самоходного катера «Голубка» Саша. Наша самоходка повторила не состоявшийся в 1952 г. поход барж с оборудованием по реке Казым (тогда из-за обмеления русла реки), в 1960 г. не смогла пройти, так как река Казым замерзла.

Несколько дней жили в охотничьей избушке. Там никто постоянно не жил, но были заготовлены дрова, патроны для охотничьих ружей. Через 3–4 дня нас перебросили в поселок Казым на вертолете.

Не буду подробно описывать наш быт: жил в домике из одной комнаты с тремя ребятами из буровой бригады, готовили сами по очереди. Я спал «валетом» с Юрой Черемных. Дом был без удобств, без воды. Баня в поселке — раз в неделю. Поэтому с весны по осень

Рис. 4. Скважина Р-1 после открытого фонтана

Рис. 5. В центре Л.И. Ровнин

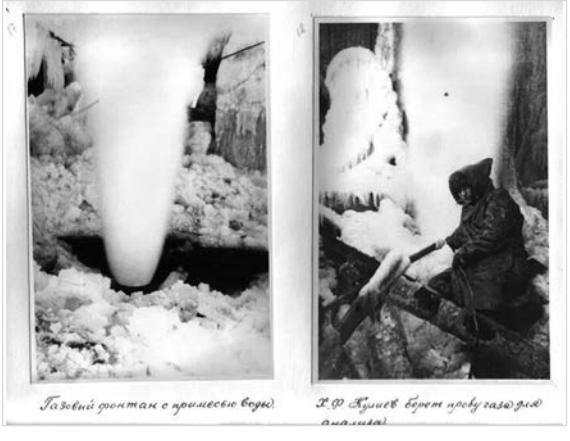


Рис. 3. Газовый фонтан на скважине Р-1

Рис. 6. А.Г. Быстрицкий и Ю.Г. Эрвье

ПРОЛЕТАРИИ ВСЕХ СТРАН, СОЕДИНЯЙТЕСЬ!

ТЮМЕНСКАЯ ПРАВДА

ОРГАН ТЮМЕНСКОГО ОБЛАСТНОГО И ГОРОДСКОГО КОМИТЕТОВ КОММУНИСТИЧЕСКОЙ ПАРТИИ СОВЕТСКОГО СОЮЗА, ОБЛАСТНОГО И ГОРОДСКОГО СОВЕТОВ ДЕПУТАТОВ ТРУДЯЩИХСЯ

№ 60 (4168) | Суббота, 12 марта 1960 года | Цена 20 коп.

ПРИНИМАЙ, СТРАНА, БЕРЕЗОВСКИЙ ГАЗ!

Вот они, герои семилетки, разведчики сибирских недр

Рис. 7. Газета «Тюменская правда»

Рис. 9. На конференции SPE

Рис. 10. Г.И. Шмаль и Л.И. Ровнин

Рис. 8. Вот он — первый «морж» на буровой — В.Л. Шустер

я ежедневно закалялся в речке Казым, благо она протекала рядом с домом и с буровой.

Все было рядом, поэтому большую часть времени проводил на буровой или с майором Димой, который был «прикреплен» к нашей буровой бригаде для предотвращения аварий. Но бурение — сложный процесс, поэтому уже после моего назначения на новую работу и отъезда из Кызыма был пробурен и четвертый аварийный ствол. Однако скважина оказалась непродуктивной: нефти и газа не нашли. Так же, как и разведочная скважина № 3, пробуренная в 1956 г. на березовской площади на ранее запланированном месте для опорной скважины, она оказалась за контуром газоносности, т.е. дала только воду.

За самовольный перенос места заложения опорной скважины А.Г. Быстрицкому был объявлен выговор, и он был снят с занимаемой должности. А если бы и Л.И. Ровнин не рискнул пойти на нарушение правил существующей тогда техники безопасности и не дал команды испытать нужный пласт открытым забоем, если бы перекрыли зацементированную часть скважины и т.д. — то в этой скважине газ бы себя не проявил.

Многое об истории бурения Березовской опорной скважины мне рассказал Х.Ф. Кулиев, в тот период член буровой бригады, а в последующие годы буровой мастер Полноватской ГРП, с которым нам вместе пришлось работать на буровых. Он уточнил: после того, как геологи решили, что скважина «мертвая», члены вахты при подъеме последних буровых труб из скважины перестали «доливать» буровой раствор, тем самым компенсируя возможное повышенное пластовое давление. Это и привело к выбросу из скважины бурильного инструмента (как сваренных макарон) и последующего газового фонтана.

На Похромском газовом месторождении, которое мы открыли в 1960 г., я как коллектор-геолог проработал безвыездно на первых двух скважинах по месяцу на каждой. При испытании скважин 2–3 дня шум от выходящего из скважин газа был такой, что прибежали из соседней деревни Похромы (в 3 км от скважины), чтобы узнать, что случилось.

Я в то время уже каждое утро выбегал на 2–3 минуты из балка (жилого вагончика, топившегося печкой), чтобы обтереться снегом (в гигиенических целях). В балке t° +30, на улице -30...40 °С. На севере у меня не было никакой простуды. Так я попал в объектив корреспондентов газеты «Тюменская правда», приехавших делать репортаж об открытии нового газового месторождения, до сих пор в Березовском районе одного из наиболее крупных по запасам (рис. 7, 8).

В этот период, в начале 60-х XX столетия, были открыты первые нефтяные месторождения: Шаимское в 1960 г. и Усть-Балыкское в 1961 г.

За годы работы я познакомился со многими коллегами, часть из которых стала моими друзьями или товарищами на всю жизнь. Это и мои институтские друзья: В.А. Саркисов, Ю.Г. Такаев, В.М. Эскин, А.М. Бриндзинский, его жена Зоя Афанасьевна, и новые коллеги — В.П. Щербаков, А.Б. Ситников, Б.Я. Браславский и др.

40 лет спустя после этих событий, в начале 2000-х годов, на научной конференции по шельфу арктических морей, проходившей в Санкт-Петербурге, мой доклад похвалил Л.И. Ровнин. В перерыве я подошел к нему, поблагодарил за оценку моего доклада и напомнил о том, что он мне дал «путевку в жизнь». С тех пор мы стали общаться и встречаться на различных общественных мероприятиях (рис. 9, 10).

Западная Сибирь дала мне очень многое в производственной и в научной работе. До сих пор, 60 лет спустя, научный проект, в котором я участвую, включает геологию и нефтегазоносность Западной Сибири. Россия по-прежнему произрастает Сибирью, как сказал великий М.В. Ломоносов.

В.Л. Шустер,
почетный нефтяник РФ,
доктор геолого-минералогических наук

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Муфты для обсадных и насосно-компрессорных труб НКТ

Муфтовое соединение труб обеспечивает

- Проходимость колонн в стволах скважин сложного профиля
- Прочность и герметичность при всех видах нагрузок
- Износостойкость и ремонтопригодность соединительного узла

Муфты предназначены для соединения обсадных труб, используемых при строительстве нефтяных и газовых скважин. Изготавливаются по ГОСТ 632-80 с резьбами ОТТМ и ОТТГ, а также BUTTRESS по ТУ 14-3Р-29-2000.

Специальное предложение для обсадных труб с премиальными соединениями ТМС-(ОТВ 6,5, СРВ1, СРВ2) по ТУ 1327-009-20970456-2015, ТУ 13 0814-100-78691656-2015.

Высокопрочные, высокогерметичные резьбовые соединения нашего производства гарантируют надёжность и безаварийность работы вашего трубопровода.

Муфты НКТ предназначены для соединения насосно-компрессорных труб в единую магистраль для транспортировки жидкостей в нефтяных скважинах.

В кратчайшее время мы готовы поставить всю номенклатуру муфт по:

- ГОСТ 633-80 муфты для гладких насосно-компрессорных труб
- ГОСТ 633-80 муфты для насосно-компрессорных труб с высаженными наружу концами
- ГОСТ 31446-2017 муфты для насосно-компрессорных труб

Преимущества

- Изготовление муфт с премиальными резьбами собственной разработки
- Изготовление муфт по дополнительным требованиям Заказчика
- Изготовление муфт с различными вариантами покрытий: порошковое, фосфатирование, термодиффузионное цинкование
- Изготовление муфт с любой группой прочности по ГОСТ 632-80, ГОСТ 633-80, ГОСТ 31446-2017 (аналог API Spec 5CT)

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-16-19 УДК 553.98 I Научная статья

Систематизация мегарезервуарных скоплений нефти и газа в осадочной толще

Пунанова С.А., Самойлова А.В.
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
punanova@mail.ru

Аннотация
В статье на основе анализа и обобщения фактического материала проведена систематизация представлений о формировании мегарезервуаров нефти и газа в осадочном чехле нефтегазоносных бассейнов России и мира. Это скопления углеводородов, аккумулирующие крупные запасы как в традиционных коллекторах, так и в коллекторах нетрадиционных низкопоровых сланцевых формаций, в коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами сверхвязких нефтей и залежами природных битумов, а также в резервуарах разуплотненных выступов кристаллического фундамента.

Материалы и методы
База аналитических и научных данных по геолого-геохимическим особенностям скоплений углеводородов с гигантскими и уникальными запасами в различных нефтегазоносных бассейнах мира. Анализ и сопоставительная оценка качественных особенностей приуроченности масштабных скоплений УВ к определенным природным объектам.

Ключевые слова
мегарезервуары, месторождения нефти и газа, масштабность скоплений, коллекторы, сланцевые формации, выступы кристаллического фундамента

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

Для цитирования
Пунанова С.А., Самойлова А.В. Систематизация мегарезервуарных скоплений нефти и газа в осадочной толще // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 16–19. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-16-19

Поступила в редакцию: 31.07.2023

UDC 553.98 I Original Paper

Systematization of mega-reservoir accumulations of oil and gas in the sedimentary deposits

Punanova S.A., Samoilova A.V.
Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
punanova@mail.ru

Abstract
Based on the analysis and generalization of factual material, the article systematizes ideas about the formation of oil and gas mega-reservoirs in the sedimentary cover of oil and gas basins in Russia and the world. These are accumulations of hydrocarbons that accumulate large reserves both in traditional reservoirs and in reservoirs of unconventional low-porous shale formations, in reservoirs with hard-to-recover reserves of extra-viscous oils and natural bitumen deposits, as well as in reservoirs of decompacted ledges of the crystalline basement.

Materials and methods
Analytical and scientific data base on the geological and geochemical features of hydrocarbon accumulations with gigantic and unique reserves in various oil and gas basins of the world. Analysis and comparative assessment of the qualitative features of the confinement of large-scale accumulations of hydrocarbons to certain natural objects.

Keywords
mega-reservoirs, oil and gas fields, scale of accumulations, reservoirs, shale formations, ledges of the crystalline basement

For citation
Punanova S.A., Samoilova A.V. Systematization of mega-reservoir accumulations of oil and gas in the sedimentary deposits. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 16–19. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-16-19

Received: 31.07.2023

Введение

Переинтерпретация существующих воззрений и рекомендаций по основным направлениям развития нефтегазового комплекса страны, диверсификация и усложнение направлений и, следовательно, задач нефтегазовой геологии призваны способствовать увеличению активной части ресурсного углеводородного (УВ) потенциала и воспроизводству минерально-сырьевой базы. Приоритетные направления — научный и практический подход к классификационным особенностям комбинированных ловушек в связи с характеристиками нефтяных систем нефтегазоносных бассейнов (НГБ) и оценка научно-методических (геологических и геохимических) подходов к поискам мегарезервуаров с приуроченными к ним уникальными и гигантскими по запасам скоплениями нефти и газа.

Рядом исследователей, с учетом рекомендаций академика А.Э. Конторовича, предлагается усилить направления развития России за счет технологий поисков, разведки и разработки месторождений традиционной нефти и освоения залежей нетрадиционной нефти (сланцевая нефть, тяжелая нефть, природные битумы и др.). Такой системный подход к оценке перспектив нефтегазоносности регионов охватывает разведку и разработку глубоких горизонтов в традиционных коллекторах, в плохопроницаемых коллекторах с нетрадиционными ресурсами, нефть в фундаменте, морскую разведку и добычу на шельфе, а также сланцевые формации — сланцевые нефть и газ.

В настоящем исследовании на основе анализа существующих представлений и с использованием новых фактических материалов по проблеме формирования мегарезервуаров УВ в НГБ продолжены исследования по систематизации условий аккумуляции крупных и гигантских скоплений, уточнены и дополнены оценки геолого-геохимических факторов, связанные с их образованием и величиной масштабности скоплений УВ в породах-коллекторах разного генезиса — традиционных и нетрадиционных.

Результаты и обсуждение

Геологические объекты, содержащие крупные скопления углеводородов

Значение понятия мегарезервуара, вместилища гигантских по запасам скоплений УВ [1, 2], определяется как природная емкость для нефти, газа и воды, соответствующая стратиграфическому объему их проницаемых комплексов, существование которой обусловлено соотношением коллектора с плохопроницаемыми породами, соответствует традиционным залежам с традиционными ловушками. Очевидно, что при включении в термин мегарезервуара более широкого спектра природных объектов его значение приобретает несколько иной смысл, чем локализованная залежь [3–5]. Это и нефтесборные площади, содержащие отложения, генерирующие УВ и их накапливающие (например, сланцевые формации), и отложения осадочного чехла, облекающие залежи в складчатых породах фундамента, и объемы нефтематеринских свит с высокими генерационными показателями и исходными УВ-скоплениями, приводящими при воздымании поверхности к образованию битумных песков и тяжелых высоковязких нефтей. Таким образом, по нашему мнению, мегарезервуары могут быть представлены УВ-скоплениями в различных природных геолого-геохимических средах, как в традиционных, так и в нетрадиционных коллекторах. В предыдущих исследованиях нами было подробно рассмотрены возможности скоплений больших объемов нефти в различного типа мегарезервуарах [6–8]. В обобщенном сконцентрированном варианте выводы представлены на рисунке 1, на котором в форме схемы-модели приведены четыре вида традиционных и нетрадиционных скоплений, приуроченные к мегарезервуарам осадочного чехла, даны графические примеры и некоторые характеристики.

Можно привести много примеров скоплений с гигантскими запасами УВ в традиционных коллекторах. Таковыми являются залежи нижне-среднеюрских, верхнеюрских и меловых отложений (верхний продуктивный нефтегазоносный комплекс) Надым-Пур-Тазовского междуречья северных регионов Западно-Сибирского НГБ, наиболее нами изученных в плане масштабности скоплений [7, 8].

Скопления битумных песков и тяжелых окисленных гипергеннопреобразованных высоковязких нефтей, представляющие, как правило, результат естественной деградации исходной традиционной нефти, являются промышленно ванадиеносными и рассматриваются как комплексное сырье добычи УВ и сопутствующих им металлов [9, 10].

Подобные мегарезервуары известны в Волго-Уральском (Республика Татарстан), Прикаспийском (Республика Казахстан) регионах, в Восточной Сибири, в Западно-Канадском, Восточно-Венесуэльском НГБ и других районах. В мировом масштабе запасы битума и тяжелой нефти оцениваются в 5,6 трлн баррелей в более чем 70 странах.

Сланцевые формации распространяются на обширных площадях, обладают высоким содержанием ОВ, высокими генерационными способностями при определенных стадиях катагенетического прогрева (нефтяное и газовое окно) и огромными ресурсами [11]. Подсчитанные нами коэффициенты

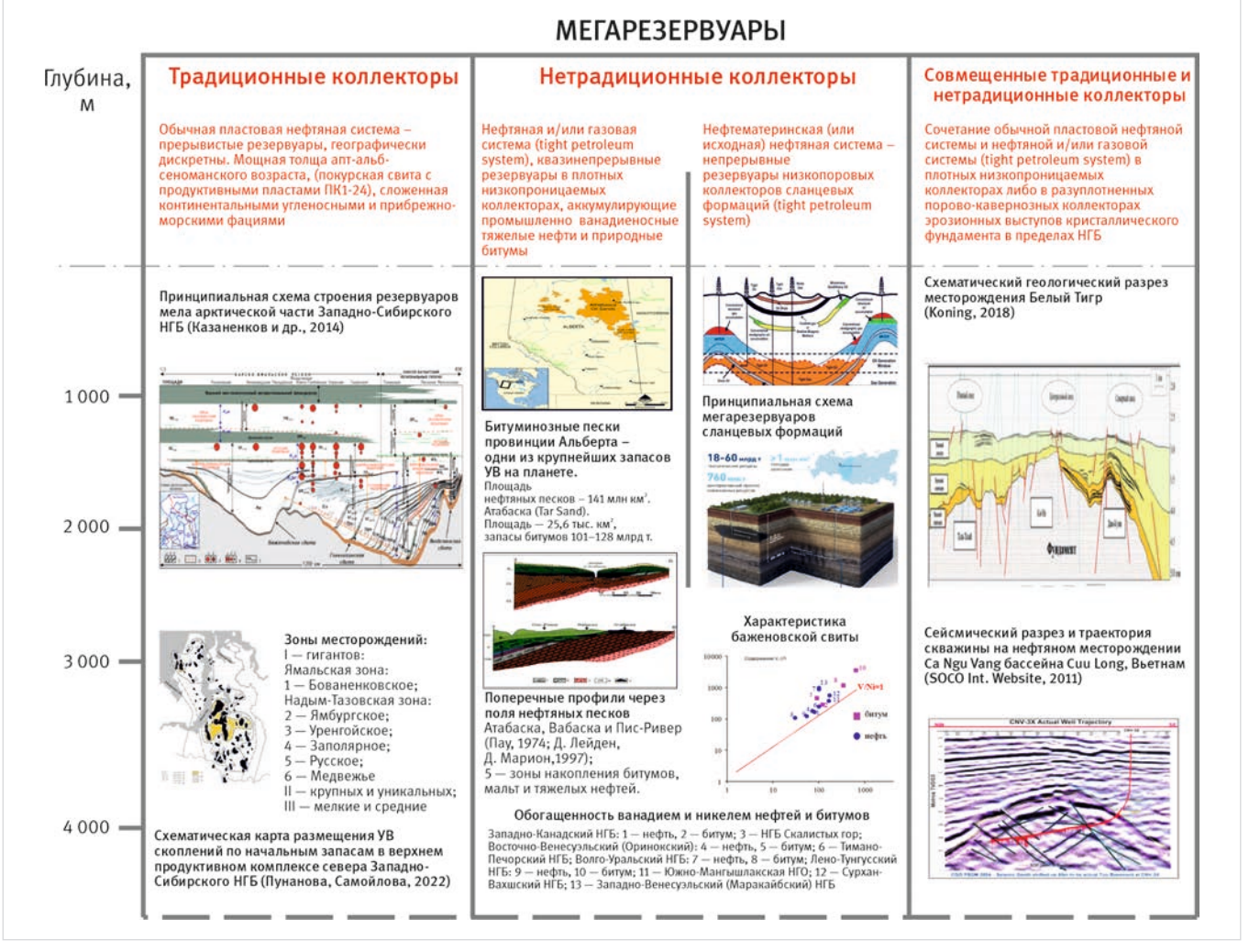


Рис. 1. Схема-модель мегарезервуаров в традиционных и нетрадиционных коллекторах и на примере конкретных регионов
Fig. 1. Scheme-model of mega-reservoirs in traditional and unconventional reservoirs and on the example of specific regions

обогащения сланцев микроэлементами по отношению к кларкам глин (кларки взяты по А.П. Виноградову) показывают, что концентрации в сланцах Sc, Ce, As, Cs, Au, U, Ge, V, W, Zn, Nb, Re, Se, Ag, Mo, Hg выше, чем кларки глин (на сухую массу сланцев) более чем в 1,4 раза, при этом содержания Re, Se, Ag, Mo, Hg превосходят кларковые для глин более чем в 3,5 раза [12].

Огромный интерес к «фундаментным» нефтям вызван, с одной стороны, казалось бы, незапланированным (как бы случайным) открытием крупных скоплений нефти и газа во Вьетнаме и Йемене, а с другой стороны, появлением современных скважинных инструментов, внедрением новых сейсмических методик с использованием 2D–3D локальной сейсмотомографии и усложненными способами бурения. Месторождения Белый Тигр (Вьетнам), Мара и Западная Мара (Венесуэла), Ланкастер (Англия), Оймаша (Казахстан), Ауджила Нафура (Ливия), Набрайя (Йемен), Субан (Индонезия), Ла Пас (Венесуэла) и многие другие с гигантскими запасами локализованы в трещиноватых гранитных блоках-коллекторах сложного комбинированного типа, массивных, тектонически и эрозионно экранированных, в разуплотненных поровокавернозных выступах кристаллического фундамента [13, 14].

В России к настоящему времени не обнаружено крупных скоплений УВ с большими запасами в залежах фундамента. Можно упомянуть Юрубчено-Тохомское месторождение в Восточной Сибири, в Западно-Сибирском НГБ на Красноленинском своде — Рогожниковское месторождение и др. Так, по данным грави- и магниторазведки, а также по материалам сейсморазведки на Рогожниковском месторождении широко развиты многочисленные тектонические нарушения и разломы, разграничивающие крупные блоки фундамента. Безусловно, необходимо разобраться в причине неоткрытия скоплений УВ с большими запасами в отложениях фундамента на территории российских НГБ, которые в геолого-геохимическом плане вполне сопоставимы с зарубежными, например с Кыулонгским бассейном Вьетнама [14]. Представляется, что причины могут быть следующего плана: недостаточно мощная техника бурения; малые глубины забоя скважин по фундаменту; недостаток геологического материала и сейсмических атрибутов; большие запасы в осадочных отложениях, сдерживающие стремление к выявлению и разведке глубинных структур по фундаменту. Над этой проблемой предстоит еще много работать.

Накопление в мегарезервуарах осадочного чехла гигантских и уникальных по запасам скоплений нефти и газа объясняется рядом благоприятных факторов — структурных, лито-фациальных, катагенетических, геохимических, разработанных на настоящий момент достаточно детально. Совершенно очевидно, что при прочих равных условиях, для скопления больших запасов УВ необходимы большие нефтесборная площадь, объем пород осадочного выполнения, мощность осадочного чехла. Самые крупные мегабассейны по этим параметрам, такие как Арабо-Персидский, Западно-Сибирский и Восточно-Сибирский, являются наиболее богатыми и по запасам УВ-сырья [15, 16]. Месторождение Гавар в Саудовской Аравии — крупнейшее месторождение нефти в традиционных коллекторах с геологическими запасами до 12 млрд т нефти и 1,01 млрд м^3 газа имеет размеры от 280×30 км, а месторождение Абкайк с запасами 2 млрд расположено на площади 550 км^2 (рис. 2). В России месторождение Самотлорское — седьмое по размеру в мире с геологическими запасами нефти 7,1 млрд т и размерами 47×78 км и площадью 2 516,9 км^2. В США газонефтяное месторождение Прудо-Бэй (штат Аляска) имеет геологические запасы нефти 3,1 млрд т, а газа 730 млрд м^3 при площади 864,2 км^2, причем основная промышленная залежь (с газовой шапкой) имеет площадь 607 км^2 и высоту ловушки до 180 м, пористость 23–25 %, а проницаемость до 300 мД. Высокие фильтрационно-емкостные свойства коллекторов также способствуют масштабности скоплений. Результаты проанализированных материалов по 26 крупнейшим нефтегазовым месторождениям мира, детально описанные в [4], подтверждают связь масштабности резервуаров с площадью, пористостью и проницаемостью коллектора.

Природные факторы, влияющие на масштабность скоплений УВ в мегарезервуарах осадочного бассейна, относимые к четырем выделенным геологическим объектам, мы формулируем следующим образом:

- благоприятные сочетания геодинамических, литофациальных и геохимических процессов генерации, миграции, аккумуляции и сохранности залежей. Для образования подобных месторождений требуются «отличные» нефтематеринские свиты с соответствующими генерационными показателями и значительные объемы осадочного выполнения бассейна;
- восходящие движения в НГБ как регионального, так и локального плана и активная субвертикальная или восходящая латеральная миграция нефтей по пластам, открытым к зонам гидрогеологической разгрузки, способствуют попаданию нефтей в зоны гипергенеза. Основная движущая сила этих процессов — геодинамическая активность НГБ и первичная высокая нефтегенерация исходных нефтематеринских свит;
- определенные тектонические и палеофациальные обстановки морского мелководного или глубоководного бассейна некомпенсированного прогибания с ураганным накоплением ОВ и последующей катагенетической преобразованностью его до стадии нефтяного или газонефтяного окна при влиянии вулканических и гидротермальных процессов;
- совмещение больших объемов разуплотненных с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов в выступах фундамента и больших объемов осадочного выполнения и площадей исходных нефтематеринских отложений, способных генерировать большие массы УВ, обтекающие выступы или соседствующие с ними.

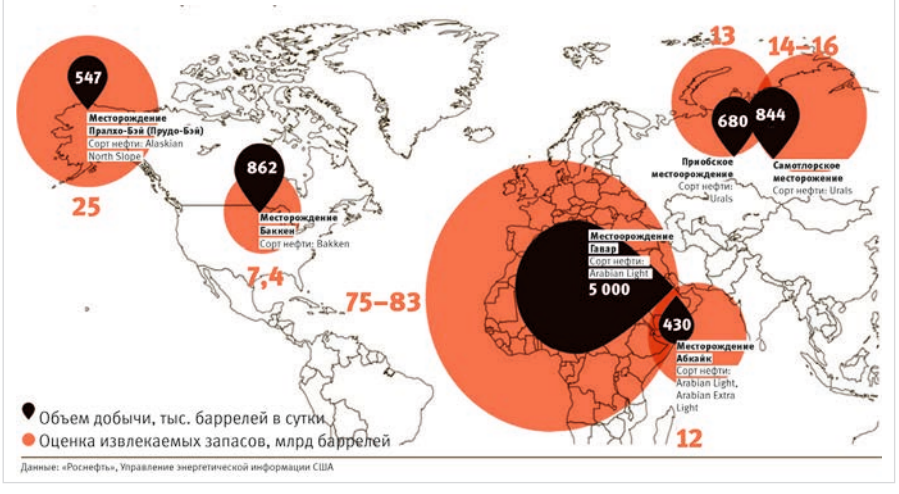


Рис. 2. Крупнейшие месторождения нефти в России, США и Саудовской Аравии [17]
Fig. 2. The largest oil fields in Russia, USA and Saudi Arabia [17

Итоги

Систематизированы представления о формировании крупных и гигантских по запасам скоплений УВ в различных природных мегарезервуарах: в традиционных коллекторах; в нетрадиционных коллекторах, аккумулирующих промышленно ванадиеносные тяжелые нефти и природные битумы; низкопоровых сланцевых формаций; разуплотненных выступов кристаллического фундамента. Дана их краткая характеристика.

Выводы

Охарактеризованы природные факторы, способствующие накоплению высоких запасов УВ в мегарезервуарах осадочного чехла.

Литература

1. Еременко Н.А., Чилингар Г.В. Геология нефти и газа на рубеже веков. М.: Наука, 1996. 176 с.
2. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
3. Шустер В.Л. Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 26–29.
4. Шустер В.Л. Особенности формирования и размещения крупных и гигантских по запасам месторождений нефти и газа в мегарезервуарах осадочных бассейнов // SOCAR Proceedings. 2022. № 2. С. 30–38.
5. Абукова Л.А., Сафарова Е.А., Филиппова Д.С., Исаева Г.Ю. Геофлюидодинамическая спецификация мегарезервуаров нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № 2. С. 57–68.
6. Пунанова С.А. Мегарезервуары углеводородов — аккумуляторы гигантских по запасам скоплений нефти и газа // SOCAR Proceedings. 2022. № 2. С. 39–51.

7. Пунанова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 15–19.
8. Пунанова С.А. Углеводородные системы и комбинированные ловушки нижне-среднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 22–27.
9. Hein F.J. Geology of bitumen and heavy oil: an overview. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 154, P. 551–563. (In Eng).
10. Хисамов Р.С., Бачков А.П., Войтович С.Е. и др. Геологические основы поисков и разведки месторождений сверхвязкой нефти в центральной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Казань: Наследие нашего народа, 2022, 184 с.
11. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation. Petroleum exploration and development, Vol. 36, issue 6, P. 669–682. (In Eng).
12. Punanova S.A. Features of the trace element composition of carbonaceous formations. Moscow University Geology Bulletin, 2022, Vol. 77, issue 5, P. 540–551. (In Eng).
13. Пунанова С.А. Нефтегазоносность кристаллического фундамента с учетом развития в нем неструктурных ловушек комбинированного типа // Георесурсы. 2019. Т. 21. № 4. С. 19–26.
14. Пунанова С.А., Шустер В.Л., Нго Лы. Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 2018. № 10. С. 16–19.
15. Скоробогатов В.А. Крупнейшие, гигантские и уникальные осадочные бассейны мира и их роль в развитии газовой промышленности в XXI веке // Neftegaz.RU. 2018. № 10. С. 126–141.
16. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6. С. 20–25.
17. Главные районы добычи и крупнейшие месторождения нефти. URL: https://neftok.ru/strany/krupnejshie-mestorozhdeniya-nefti.html (дата обращения: 31.07.2023)

ENGLISH

Results
Systematized ideas about the formation of large and giant hydrocarbon accumulations in terms of reserves, accumulating in various natural mega-reservoirs: in traditional reservoirs; in unconventional reservoirs: industrially accumulating vanadium-bearing heavy oils and natural bitumens; low-pore shale formations; decompacted ledges of the crystalline basement. Their brief description is given.

Conclusions
The natural factors contributing to the accumulation of high hydrocarbon reserves in the mega-reservoirs of the sedimentary cover are characterized.

References

1. Eremenko N.A., Chilingar G.V. Geology of oil and gas at the turn of the century. Moscow: Nauka, 1996, 176 p. (In Russ).
2. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I. et al. Forecast of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 1981, 350 p. (In Russ).
3. Shuster V.L. Investigation of the oil and gas potential of megareservoirs in difficult geological and climatic conditions. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 26–29. (In Russ).
4. Shuster V.L. Features of the formation and placement of large and giant reserves of oil and gas fields in megareservoirs of sedimentary basins. SOCAR Proceedings, 2022, issue 2, P. 30–38. (In Russ).
5. Abukova L.A., Safarova E.A., Filippova D.S., Isaeva G.Yu. Geofluidodynamic specification of megareservers of oil and gas. SOCAR Proceedings, 2022, issue 2, P. 57–68. (In Russ).
6. Punanova S.A. Megareservaries of hydrocarbons – accumulators of giant accumulations of oil and gas in reserves. SOCAR Proceedings, 2022, issue 2, P. 39–51. (In Russ).
7. Punanova S.A., Samoilova A.V. Hydrocarbon megareservaries of apt-cenomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 15–19. (In Russ).
8. Punanova S.A. Hydrocarbon systems and combined traps of the lower-middle jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 22–27. (In Russ).
9. Hein F.J. Geology of bitumen and heavy oil: an overview. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 154, P. 551–563. (In Eng).
10. Hisamov R.S., Bachkov A.P., Voitovich S.E., et al. Geological foundations of prospecting and exploration of ultra-viscous oil deposits in the central part of the Volga-Ural oil and gas province. Kazan: “Heritage of our people”, 2022, 184 p. (In Russ).
11. Zou Caineng Tao, Shizhen Yuan, Xuanjun Zhu et al. Global importance of “continuous” petroleum reservoirs: accumulation, distribution and evaluation. Petroleum exploration and development, Vol. 36, issue 6, P. 669–682. (In Eng).
12. Punanova S.A. Features of the trace element composition of carbonaceous formations. Moscow University Geology Bulletin, 2022, Vol. 77, issue 5, P. 540–551. (In Eng).
13. Punanova S.A. Oil and gas content of the crystalline basement taking into account the development in it non-structural traps of the combined type. Georesources, 2019, Vol. 21, issue 4, P. 19–26. (In Russ).
14. Punanova S.A., Shuster V.L., Ngo Ly. Peculiarities of geological structures, and oil and gas efficiency in pre-jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. Oil industry, 2018, issue 10, P. 16–19. (In Russ).
15. Skorobogatov V.A. The largest, giant and unique sedimentary basins of the world and their role in the development of the gas industry in the XXI century. Neftegaz.RU, 2018, issue 10, P. 126–141. (In Russ).
16. Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of Russia and the world. Prospects for new discoveries. Mineral resources of Russia. Economics and management. 2021, issue 1–6, P. 20–25. (In Russ).
17. The main production areas and the largest oil fields. URL: https://neftok.ru/strany/krupnejshie-mestorozhdeniya-nefti.html (date of access: 31.07.2023) (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пунанова Светлана Александровна, доктор геолого-минералогических наук, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
Для контактов: punanova@mail.ru

Самойлова Анна Васильевна, кандидат геолого-минералогических наук, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Punanova Svetlana Alexandrovna, dr. of geologo-mineralogical sciences, Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru

Samoilova Anna Vasilievna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-20-22 УДК 553.98 I Научная статья

Освоение северных (включая Карское море) и северо-восточных территорий Западной Сибири (полуостров Ямал)

Юрова М.П.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
mpyurova@mail.ru

Аннотация
Рассматриваются северные (включая Карское море) и северо-восточные территории Западной Сибири (полуостров Ямал), которые в ближайшей перспективе могут стать первоочередной территорией, где в глубоких горизонтах (пермо-триас) будут открыты залежи газа. Это подтверждается интерпретацией сейсмопрофилей на северо-западе ЯНАО (палеозой мощностью 1 500 м). В пределах Южно-Карской синеклизы данными сейсморазведки предполагаются карбонатно-терригенные отложения палеозоя мощностью более 2 000 м.

Материалы и методы
Использованы материалы якутских исследователей, данные ученых ВНИИГАЗа и работы автора статьи.

Ключевые слова
Карское море, полуостров Ямал, пермо-триас, Западная Сибирь, ЯНАО, Ямальская НГО, залежи газа, сейсморазведка

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла» (№ 122-022-800-253-3).

Для цитирования
Юрова М.П. Освоение северных (включая Карское море) и северо-восточных территорий Западной Сибири (полуостров Ямал) // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 20–22. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-20-22

Поступила в редакцию: 20.06.2023

UDC 553.98 I Original Paper

Development of the northern (including the Kara sea) and northeastern territories of Western Siberia (Yamal peninsula)

Yurova M.P.
Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
mpyurova@mail.ru

Abstract
The northern (including the Kara Sea) and northeastern territories of Western Siberia (the Yamal Peninsula) are being considered, which in the near future may become a priority territory in which gas deposits will be discovered on deep horizons (Permo-Triassic). This is confirmed by the interpretation of seismic profiles in the north-west of the Yamalo-Nenets Autonomous District (Paleozoic with a capacity of 1 500 m). Paleozoic terrigenous deposits are common within the South Kara syneclise.

Materials and methods
Materials of Yakut researchers, data of scientists of the Gas Research Institute (VNIIGAZ) as well as the work of the author of this article have been used.

Keywords
Kara sea, Yamal peninsula, permo-triassic, Western Siberia, YaNAO, Yamal NGO, gas deposits, seismic exploration

For citation
Yurova M.P. Development of the northern (including the Kara sea) and northeastern territories of Western Siberia (Yamal peninsula). Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 20–22. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-20-22

Received: 20.06.2023

В Западной Сибири, где сегодня расположены главные газодобывающие центры России, работы на глубокие горизонты практически не велись [1]. В районе Уренгоя были пробурены две «научные» сверхглубокие скважины СГ-6 и СГ-7. Что касается поисково-разведочного бурения, то за сорокалетний период освоения Западной Сибири на ее гигантских территориях было пробурено не более 50 скважин (глубиной не более 4,5 км) [1].

В глубоких горизонтах под воздействием горного давления, усиливающихся тектонических напряжений и процессов литификации, весь массив горных пород сильно уплотняется, резко снижается его водообильность. Уплотнение пород в разных частях массива происходит с разной степенью интенсивности, причем деформация усиливается с глубиной погружения. Одновременно слоистое строение трансформируется в пластово-блоковое и блоковое [2].

Параллельно с региональным уплотнением при погружении пород развиваются встречные процессы разуплотнения и образуются вторичные пустоты в поровом пространстве (трещины, каверны, в т.ч. в аргиллитах, глинистых сланцах, гранитах) [1].

Широко известны залежи нефти в гранитных породах (месторождение Белый Тигр во Вьетнаме, в кварцитах гиганта Хасси-Мессауд, в глинистых породах баженовской свиты на Салымском и других

месторождениях Западной Сибири, в глинах майкопской свиты на Воробьевском месторождении Ставропольского края).

На больших глубинах разгрузка осуществляется по вертикальным каналам в направлении дневной поверхности. На платформах (в связи с перечисленным) на глубине 4,5 км пластичные аргиллиты трансформируются в хрупкие аргиллиты, склонные к трещинообразованию, и становятся проницаемыми для жидкости и газов [3].

Результаты интерпретации региональных сейсмопрофилей на северо-западе ЯНАО (включая северную территорию Карского моря) указывают на широкое распространение палеозойских отложений [3]. В пределах Южно-Карской синеклизы распространены терригенно-карбонатные отложения палеозоя (мощность более 2 000 м) и отложения перми — нижнего триаса мощностью во впадинах до 1 500 м [3].

Системы трещин образуют вертикальные каналы миграции флюидов. По этим каналам (Семенов Н.М, 2010) связывает выброс в атмосферу большого количества углеводородного газа из вертикально-ориентированной зоны.

Надежными газоупорами на больших глубинах могут быть сульфатно-галогенные формации [4]. Чтобы оконтурить благоприятные участки для формирования залежей, необходимо оконтурить местоположение вероятного канала миграции УВ. Для этого используются данные региональных комплексных геофизических исследований. Первоочередной интерес для поисковых работ представляют данные сейсморазведки, определяющие наличие газа.

В северных районах Западной Сибири первоочередной интерес связан с палеозойскими отложениями (фундамент эпигерцинской платформы) [1]. Нижнетриасовая толща промежуточного комплекса сложена преимущественно вулканитами основного состава [5]. По данным Тюменской и Ен-Яхинской сверхглубоких скважин отмечаются зоны повышенной трещиноватости, из которых получены притоки пластовой воды с растворенным газом метанового состава [6]. Средний и верхний триас на северо-востоке Западной Сибири представлен чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников [6]. Объем и структурные характеристики развиты спорадически, что подчеркивает пластово-блоковое строение глубоких горизонтов [7]. Нижне-среднеюрские отложения по особенностям литологии и ФЕС близки к терригенному триасу Восточной Сибири [7]. Терригенно-карбонатные палеозойские отложения могут быть источниками значительного прироста запасов газа и газового конденсата. Такой тип карбонатных отложений предполагается открыть в северо-восточной части Ямала, в северной части Надым-Пур-Тазовского междуречья и на территории Гыданского полуострова (рис. 1). Результаты интерпретации региональных сейсмических профилей на северо-западе ЯНАО (включая территорию Карского моря) позволили выявить предполагаемую область распространения терригенно-карбонатных отложений мощностью более 2 000 м и вулканогенно-терригенные отложения перми — нижнего триаса мощностью (во впадинах) до 1 500 м [3]. Терригенно-карбонатные отложения (силур, девон) вскрыты на северо-западе ЯНАО, что подтверждается характеристиками сейсмических волн [3]. Разведанность Ямальской нефтегазоносной области (ЯНГО) на 50 % свидетельствует о том, что практически все крупные (с запасами газа более 100 млрд м^3 и средние по запасам объекты) уже выявлены. Характерной особенностью нефтегазонакопления в ЯНАО являются линейные структуры северо-западного и северо-восточного направлений (рис. 1). Запасы УВ неравномерно сконцентрированы в альб-сеноманском, аптском, неокомском и юрском комплексах (36 % открытых запасов приурочены к аптскому ярусу) [8]. В сеноманском, альбском и неокомском комплексах открыто 25,4 %, 8,4 % и 20 % соответственно запасов УВ, и лишь 10 % запасов приурочены к юрскому и верхнепалеозойскому комплексам [8].

Интервальный ряд месторождений газа Ямала (Ямальской НГО) по частоте (по классам) выявил левосимметричное слабовыраженное распределение, а распределение запасов по крупности имеет более выраженный правосимметричный характер (табл. 1). Для выявленных закономерностей распределения запасов газа по месторождениям региона была использована выборка из 85 перспективных локальных структур Ямала. Большой объем выборки позволяет сузить шаг наблюдения, что повышает точность прогноза ресурсов по каждому классу. Гистограммы распределения локальных структур по классам крупности и величине ресурсов (рис. 2) в целом соответствуют распределению запасов на территории.

В перспективе Ямальская НГО (по мере постепенного истощения запасов Надым-Пур-Тазовского региона) станет первоочередной территорией по развертыванию крупномасштабных разведочных работ. Следовательно, выявленные структурные особенности распределения газа по нефтегазоносным комплексам Ямальской НГО необходимо учитывать при планировании и выборе основных направлений геолого-разведочных работ с целью повышения их результативности.

Для распространения выявленных закономерностей распределения запасов газа

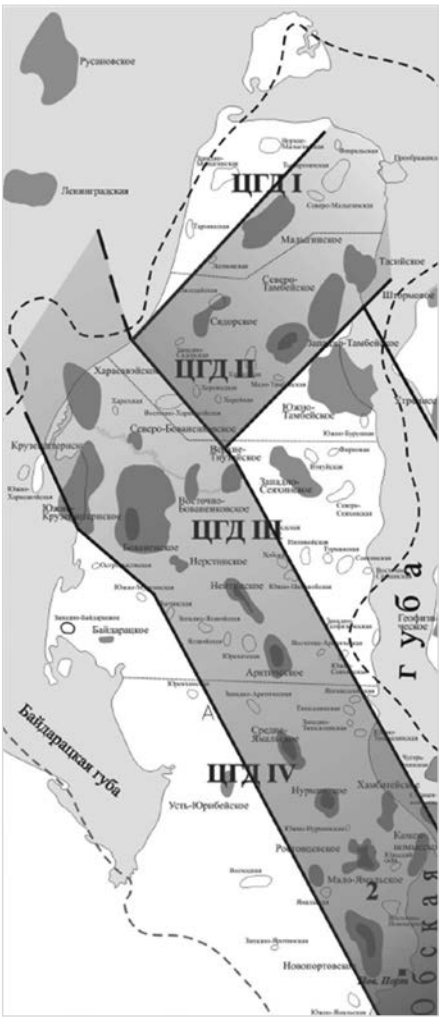


Рис. 1. Карта нефтегазоносности полуострова Ямал [8]
Fig. 1. Map of oil and gas potential of the Yamal Peninsula [8]

Табл. 1. Интервальный вариационный ряд геологических объектов полуострова Ямал с перспективными ресурсами газа по классам крупности [8]
Tab. 1. Interval variation series of geological objects of the Yamal Peninsula with promising gas resources by size classes [8]

Показатели	Класс крупности, млрд м^3																Всего
	0–10	10–20	20–30	30–40	40–50	50–60	60–70	70–80	80–100	100–120	120–150	150–200	200–250	250–300	300–350	>350	
Количество объектов	21	19	12	11	5	4	5	–	2	1	–	–	1	1	2	1	85
Суммарные ресурсы класса	105,6	276,2	310,5	382,9	223	234	335,1	–	166,7	110	–	–	201	297	661	870	4173,4
Процент от общих ресурсов	2,53	6,62	7,44	9,17	5,35	5,61	8,03	–	3,99	2,64	–	–	4,82	7,11	15,8	20,8	99,95
Средние ресурсы класса	5,03	14,54	25,88	34,81	44,7	58,5	67,02	–	83,35	110	–	–	201	297	331	870	49,11

по месторождениям на прогноз распределения ресурсов УВ региона была использована выборка из 85 перспективных локальных структур Ямала [8] (табл. 1).

Заключение

В статье рассматриваются пермо-триасовые продуктивные отложения палеозоя, открытые на острове Ямал и прилегающих территориях Карского моря по данным сейсморазведки (глубина 7 км). Предполагается наличие продуктивных пермо-триасовых отложений мощностью 1 500 м и более. Аналогичные отложения пермо-триасового возраста в вулканогенных породах открыты и разрабатываются в Вилюйской синеклизе Восточной Сибири.

С целью рационального освоения продуктивных отложений Западной Сибири (полуостров Ямал) необходимо учитывать результаты освоения и дальнейшей разработки с учетом данных по Вилюйской синеклизе Якутии, а также освоение триасовых вулканогенных залежей Восточной Сибири. Подробности в монографии «Вулканогенные природные резервуары Якутии», опубликованной в 2002 г. [5].

Итоги

Основной прирост запасов газа промышленных категорий (АВС1) будет обеспечен за счет категорий D1 и D2 и составляет 23,6 % и 62,8 % соответственно, включая Лено-Вилюйскую, Лено-Тунгусскую НГП в пределах Республики Саха (Якутия). Прогнозируется открытие семи месторождений, запасы которых превышают 100 млрд м^3. Фонд наиболее рентабельных месторождений может быть удвоен.

Выводы

Таким образом, Республика Саха (Якутия) может сформировать крупнейший центр газодобычи на востоке страны, который будет способствовать созданию единого коридора ВСТО.

Рис. 2. Структура распределения перспективных объектов и невыявленных ресурсов полуострова Ямал по классам крупности [8]
Fig. 2. Interval variation series of geological objects of the Yamal Peninsula with promising gas resources by size classes [8]

Литература

1. Коротков Б.С., Коротков С.Б. Газовый потенциал глубоких горизонтов // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 26–31.
2. Дюнин В.И. Гидрогеодинамика глубоких горизонтов нефтегазоносных бассейнов. М.: Научный мир, 2000. 472 с.
3. Киченко В.Е., Истратов И.В., Карнаухов С.М. Современные данные о нефтегазоносности палеозойских отложений севера ЯНАО // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 44–58.
4. Юрова М.П. Роль солей в размещении региональных залежей углеводородов в Восточной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2022. № 11. С. 20–26.
5. Дмитриевский А.Н., Томилова Н.Н., Юрова М.П., Рудов А.А. Вулканогенные природные резервуары Якутии. М.: ГЕОС, 2002, 80 с.
6. Кравченко М.Н. Перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений осадочного чехла северных районов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа. 2012. № 6. С. 13–21.
7. Юрова М.П. Литологические (глинистые) и комбинированные (глинисто-алевритовые) залежи углеводородов в палеозой-мезозойских вулканогенных породах севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 11. С. 44–54.
8. Айрапетян С.А., Ковалева Е.Д. Оценка величины и достоверности невыявленных ресурсов газа полуострова Ямал и закономерности распределения разведанных запасов // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 39–43.

ENGLISH

Results

The main increase in gas reserves of industrial categories (ABC1) will be provided by categories D1 and D2, amounting to 23,6 % and 62,8%, respectively, including the Leno-Vilyuiskaya, Leno-Tunguska NGP within the Republic of Sakha (Yakutia). The discovery of seven gas fields with reserves exceeding 100 billion cubic meters is predicted. The fund of the most profitable deposits can be doubled.

Conclusions

Thus, the Republic of Sakha (Yakutia) can form the largest gas production cluster in the east of the country, which will contribute to the creation of a single ESPO corridor.

References

1. Korotkov B.S., Korotkov S.B. Gas potential of deep horizons. Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 26–31. (In Russ).
2. Dunin V.I. Hydrogeodynamics of deep horizons of oil and gas basins. Moscow: Nauchnyj mir, 2000, 472 p. (In Russ).
3. Kichenko V.E., Istratov I.V., Karnaukhov S.M. Modern data on the oil and gas content of the Paleozoic deposits of the north of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 44–58. (In Russ).
4. Yurova M.P. The role of salts in the distribution of regional hydrocarbon deposits in Eastern Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2022, issue 11, P. 20–26. (In Russ).
5. Dmitrievsky A.N., Tomilova N.N., Yurova M.P., Rudov A.A. Vulcanogenic natural reservoirs of Yakutia. Moscow: GEOS, 2002, 80 p. (In Russ).
6. Kravchenko M.N. Oil and gas prospects of deep-buried deposits of sedimentary cover of the Northern areas of West Siberian oil-and-gas bearing province. Oil and gas geology, 2012, issue 6, P. 13–21. (In Russ).
7. Yurova M.P. Lithological (clay) and combined (clay-silt) hydrocarbon deposits in paleozoic-mesozoic volcanic rocks of north of Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 11, P. 44–54. (In Russ).
8. Hayrapetyan S.A., Kovaleva E.D. Assessment of the size and reliability of undetected gas resources of the Yamal Peninsula and patterns of distribution of explored reserves. Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 39–43. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юрова Маргарита Павловна, к.г-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
Для контактов: mpyurova@mail.ru

Yurova Margarita Pavlovna, candidate of geological and mineralogical sciences, leading researcher, Oil and gas research institute Russian academy of sciences, Moscow, Russia
Corresponding author: mpyurova@mail.ru

Искренне поздравляем всех работников нефтяной и газовой промышленности с профессиональным праздником!
Мы бережно храним традиции отечественного производства, помним, благодаря кому предприятие выстояло в трудные годы, а впереди у нас целая жизнь новых возможностей.

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-24-27 УДК 550.812.1 I Научная статья

Типизация процессов испытания скважин при поисково-разведочных работах — шаг к сокращению трудозатрат

Лялин А.А., Васильев В.В., Кравченко А.Н.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Повышение эффективности труда за счет сокращения трудозатрат на простые рутинные операции и высвобождение времени на процессы, требующие творческого подхода, — актуальные задачи организации труда, особенно в нефтегазовой отрасли. Одним из подходов в решении данной задачи является типизация процессов проведения геологоразведочных работ, и как следствие — формирование необходимой типовой проектной и технической документации. Статья посвящена применению данного подхода к процессам испытания поисковых и разведочных скважин в обсаженном и открытом стволах. Показано, что в данных процессах можно типизировать планирование испытаний, реализацию испытаний и документацию по ним, а также отчетность о выполнении работ по испытанию. Отмечено, что именно типизируется в данных процессах и как это влияет на трудозатраты специалистов и руководителей. Показаны качественные эффекты от унификации и типизации процессов испытания скважин при поисково-разведочном бурении. Обоснован вывод о неоспоримой пользе внедрения унификации и типизации в процессах, связанных с геологией и разработкой нефтяных и газовых месторождений.

Материалы и методы
Проанализировано, что можно типизировать в процессах испытания поисковых и разведочных скважин. Показано, как данная типизация повлияет на трудозатраты и к каким качественным эффектам приведет.

Ключевые слова
поисково-разведочные работы, испытания скважин, обсаженный ствол, открытый ствол, типизация процессов, типовая документация, организация труда, эффективность труда, трудозатраты

Для цитирования
Лялин А.А., Васильев В.В., Кравченко А.Н. Типизация процессов испытания скважин при поисково-разведочных работах — шаг к сокращению трудозатрат // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 24–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-24-27

Поступила в редакцию: 26.07.2023

UDC 550.812.1 I Original Paper

Typification of well testing processes during prospecting and exploration is a step towards reducing labor costs

Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Kravchenko A.N.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract

Improving labor efficiency by reducing labor costs for simple routine operations and freeing up time for processes that require a creative approach is an urgent task of labor organization, especially in the oil and gas industry. One of the approaches to solving this problem is the typification of the processes of work, as well as the formation of standard documentation. The article is devoted to the application of this approach to the testing processes of prospecting and exploration wells in cased and open holes. It is shown that in these processes it is possible to type: the process of planning tests, documentation for planning work on testing, the process of implementing tests, documentation for the implementation of tests, as well as reporting on the performance of work on testing. It is analyzed what exactly is typed in these processes and how it affects the labor costs of specialists and managers. The qualitative effects of unification and typification of well testing processes during prospecting and exploration drilling are shown. The conclusion about the indisputable benefits of the introduction of unification and typification in the processes related to the geology and development of oil and gas fields is substantiated.

Materials and methods
It is analyzed what can be typified in the testing processes of prospecting and exploration wells. It is shown how this typification will affect to labor costs and what qualitative effects it will lead to.

Keywords
prospecting and exploration work; well testing; cased hole; open hole; process typification; standard documentation; labor organization; labor efficiency; labor costs

For citation
Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Kravchenko A.N. Typification of well testing processes during prospecting and exploration – a step towards reducing labor costs. Exposition Oil and Gas, 2023, issue 5. P. 24–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-24-27

Received: 26.07.2023

Процесс испытания скважин при поисково-разведочных работах в закрытом и открытом стволах состоит из следующих этапов: планирование с определением объемов исследований при испытании; реализация запланированных объемов исследований; интерпретация результатов исследований с составлением отчетной документации. Применение типовых решений даже для одного этапа может привести к значительному сокращению трудозатрат и стоимости за счет подходов, опробованных ранее, и уменьшения времени на принятие решений.

Так, применение подходов типизации в области проектно-изыскательских работ (ПИР) и строительстве [1, 2] в ПАО «НК «Роснефть» показало свою экономическую эффективность. Это явилось закономерной предпосылкой дальнейшего развития проекта в сторону геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений [3]. Но типизация в геологии и разработке имела существенное отличие от ПИР и строительства из-за наличия большого количества неопределенностей как геологического, так и технико-технологического характера.

Наглядный пример проявления таких неопределенностей — попытка унифицировать, типизировать и тиражировать подбор комплекса геофизических исследований (ГИС) для скважин поисково-разведочного бурения в зависимости от типа и качества вскрываемых отложений, а также от с учетом технологии вскрытия. Из-за разнообразия геологического строения различных нефтегазоносных провинций и даже отдельных областей в их пределах типовые комплексы ГИС можно только рекомендовать. В каждом отдельном случае необходимо учитывать геологическую и технико-технологическую специфику и адаптировать рекомендуемый комплекс под конкретные условия.

Неопределенность проявляется также в кондиционных значениях свойств нефтегазонасыщенных пород, используемых для подсчета запасов нефти и газа. Часто фиксированному значению одного параметра соответствует несколько значений других параметров, что делает практически невозможной типизацию и унификацию.

Часто за неопределенностью стоит многофакторность. Одним из авторов на примере гидрогеологических показателей нефтегазоносности показано, как многофакторность, влияющая на значения показателей, ставит под сомнение выделение прямых гидрогеологических показателей нефтегазоносности, а также возможность выработки типовых решений для идентификации наличия нефтегазовых залежей на основе данных показателей [4].

Геологическая и технико-технологическая неопределенность не дает возможности рассчитать денежные эффекты от внедрения и тиражирования типовых решений в геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений. Но качественные и оптимизационные эффекты очевидны. Они связаны с быстротой и качеством принятия решений; с понижением вероятности появления каких-либо событий, связанных с рисками; с ускорением и оптимизацией процессов; с повышением точности прогнозов. Авторами данные эффекты более детально рассмотрены в работе, посвященной возможности типизации в нефтяной гидрогеологии [5]. Отметим, что тенденция к типизация процессов испытания скважин прослеживается и за рубежом [6].

Рис. 1. Схема типизации при испытании поисково-разведочных скважин
Fig. 1. The scheme of typification during the test process of prospecting and exploration wells

Главная цель процесса типизации испытаний поисковых и разведочных скважин — это создание оптимальной унифицированной методики проведения испытания этих скважин в открытом и обсаженном стволах в различных геолого-технических условиях.

В качестве объекта унификации и типизации в данном процессе могут быть рассмотрены (рис. 1):

- планирование испытаний;
- подготовка документации при планировании работ по испытанию;
- реализация испытаний;
- подготовка документации при реализации испытаний;
- подготовка отчетных документов о выполнении работ по испытанию.

Рассмотрим отдельно каждый из этапов процесса типизации при испытании поисково-разведочных скважин.

Типизация планирования испытаний

Планирование объема и видов исследований в скважине производится исходя из поставленных задач, геолого-технических условий, а также в зависимости от того, открытый ствол в скважине или обсаженный. Определение геолого-технических условий производится на основе результатов интерпретации данных ГИС в комбинации с исследованием керна и использованием результатов геолого-технологических исследований в процессе бурения скважины. Так выделяются типовые морфологии интервалов разрезов — это монолитный, расчлененный, неоднородный с подтипом тонкослоистый [7]. Также выделяются типовые классы коллекторов по проницаемости, которые определяют объем гидродинамических исследований при испытании. По ГИС определятся характер насыщения пласта, который типизируется как газосодержащий, нефтесодержащий, водоносный. Ранжирование и типизация геолого-технических условий в скважине дает возможность перейти к типовым решениям по объемам исследований в рамках испытания скважин в зависимости от типа поставленной задачи. Типизируя задачи в комбинации с типовыми геолого-техническими условиями, можно сформировать матрицу выбора, которая значительно упростит процесс планирования испытаний (рис. 2). С такой матрицей выбор объема и видов исследований могут производить и специалисты неэкспертного уровня с минимальными ошибками, что значительно упрощает процесс планирования испытаний поисково-разведочных скважин и ведет к снижению трудозатрат специалистов на данном этапе работ.

Типовые задачи / Типовые геолого-технические условия	Задача А	Задача Б
Условие А	Объем исследований 1	Объем исследований 2
Условие Б	Объем исследований 3	Объем исследований 4

Рис. 2. Схема матрицы выбора объема и видов исследований
Fig. 2. The scheme of the matrix for selecting the scope and types of research

Типизация документации при планировании работ по испытанию

Логическим продолжением и одним из итогов этапа планирования испытаний является типовой акт выбора объекта испытания. Соответственно, свой типовой вид акта должен быть подготовлен как для открытого, так и для обсаженного ствола скважины. Акт представляет собой матрицу с типовым набором данных, которые служат основанием для выбора объекта испытаний. Данный акт устанавливает единые подходы и основания при выборе, что упрощает и ускоряет процесс принятия решения, и, как следствие, повышает темп и эффективность работы. В итоге снижаются трудозатраты как у специалистов, формирующих Акт, так и у руководителей, которые его подписывают, согласовывают и утверждают, так как, в связи с типизацией оптимальной формы, они могут оперативно просмотреть всю необходимую информацию и принять правильное решение.

Типизация реализации испытаний

Типизация реализации запланированного объема испытаний очень важна, так как это самый сложный и трудоемкий этап. Здесь будут очень полезны типовые матрицы принятия решений в различных ситуациях, типовые схемы размещения оборудования, а также

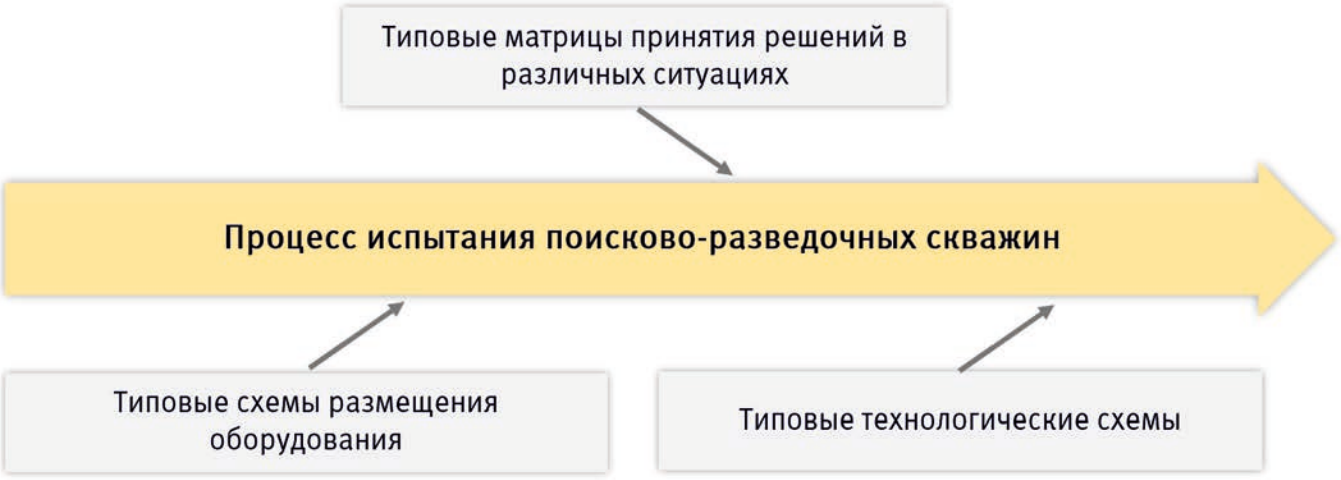


Рис. 3. Схема влияния типизации на процесс испытания поисково-разведочных скважин
Fig. 3. The scheme of the influence of typification to the test process of prospecting and exploration wells

типовые технологические схемы (рис. 3). В качестве примера типовых матриц принятия решений можно привести матрицу решений и действий в зависимости от того, фонтанирующий получился приток или непереливающий после его вызова, с дальнейшей детализацией действий в зависимости от типа флюида. В качестве примера типовых схем размещения оборудования можно привести типовую схему обвязки устьевого оборудования при испытании скважин фонтанным способом, а также типовую схему размещения оборудования при работе струйного насоса с прямой циркуляцией и т.п. Примером типовой технологической схемы может служить технологическая схема исследования по задаче «Определение профиля и состава притока, дебита, источника обводнения и заколонных перетоков с вызовом притока струйным насосом с доставкой приборов на геофизическом кабеле».

Типовые матрицы принятия решений, типовые схемы размещения оборудования и типовые технологические схемы позволяют, благодаря проведению работ оптимальными и унифицированными методами, сократить время и трудозатраты на проведение исследований, а также проводить их наиболее эффективным способом.

Типизация документации при реализации испытаний

На сокращение времени и трудозатрат при проведении исследований сильное влияние оказывают типовые шаблоны документов. Это формы с информацией по отбору глубинных проб, типовые этикетки для проб флюидов, протоколы отбора сепараторных и поверхностных проб флюидов, типовая форма ежесуточного геологического журнала и т.д. Влияние на эффективность заключается в том, что типовые формы содержат минимально необходимые и достаточные требования в виде ячеек, которые необходимо заполнить, что исключает потерю времени и трудозатрат на анализ того, что нужно указывать, а что нет. Также принимающая сторона работ будет ожидать материалы по типовым формам, что исключит конфликты при приемке работ.

Типизация отчетной документации о выполнении работ по испытанию

Унификация и типизация формы и содержания (формирование шаблона) отчета о выполнении работ по испытанию поисково-разведочных скважин позволит оперативно оценить объем и качество выполненных работ. Оптимально, если шаблон будет содержать информацию по промысловым работам (геолого-технической характеристике условий проведения работ, техническим средствам и оборудованию, хронологии испытаний), результатам работ и интерпретации полученных данных. Шаблон отчета должен содержать, как и шаблоны документации при реализации испытаний, минимально необходимые и достаточные требования в виде ячеек в таблицах, которые необходимо заполнить.

Типовая форма отчета позволит специалистам оперативно его оформить, в том числе и благодаря эффекту накопленного опыта работы с одной и той же формой, а руководителям оперативно принять решение относительно согласования и утверждения отчета.

Как видно, типизация отчетной документации о выполнении работ по испытанию поисково-разведочных скважин позволит снизить трудозатраты как специалистов, так и руководителей.

Отдельно приведем схему влияния на трудозатраты типовой документации (рис. 4).

Кроме снижения трудозатрат специалистов и руководителей, от унификации и типизации процессов испытания скважин при поисково-разведочном бурении возможны также качественные эффекты, тесно связанные с трудозатратами:

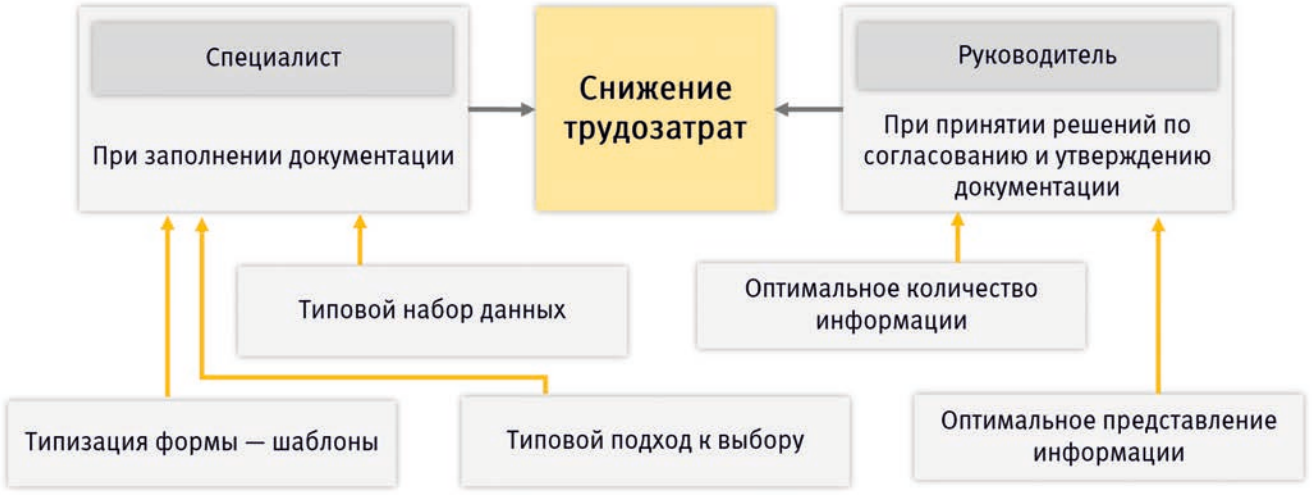


Рис. 4. Схема влияния типовой документации на снижение трудозатрат
Fig. 4. The scheme of the influence of standard documentation on the reduction of labor costs

- повышение качества и объема получаемой геолого-геофизической информации;
- снижение рисков проведения некачественных исследований;
- сокращение времени на принятие решений и исключение заведомо неверных решений;
- оптимизация процесса оценки качества и оперативной интерпретации данных.

Итоги

Типизация отдельных процессов в геологии и разработке нефтяных и газовых месторождений необходима. Она позволит разбить процессы на этапы и сделать их более наглядными. При этом появляется возможность снизить общие трудозатраты на реализацию процессов, сократить сроки проведения операций, подготовить типовые матрицы принятия решений, которые могут быть использованы менее квалифицированным персоналом. Их применение позволит принимать эффективные оперативные решения как специалистами, так и руководителями.

Выводы

Создание оптимальной унифицированной методики проведения испытаний скважин при поисково-разведочных работах в различных геолого-технических условиях через типизацию — основа сокращения трудозатрат на простые рутинные операции и высвобождения времени специалистов и руководителей на процессы, требующие творческого подхода.

Литература

1. Сушко Ю.В., Каверин А.А., Коркин А.М., Агафонцев А.Ф., Шафиков И.С. Подходы к типизации проектных решений в ОАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2013. № 11. С. 61–63.
2. Глушков Е.А., Гнилицкий Р.А., Бакшеев С.Е., Тимашев Э.О., Павлов В.А., Коркин А.М., Карачурин Н.Т. Система типового проектирования в ПАО «НК «Роснефть»: ключевые аспекты внедрения и перспективы развития // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 78–80.
3. Васильев В.В., Кравченко А.Н., Смелянский В.В., Павлов В.А., Коркин А.М., Мотус С.Э. Новые горизонты системы типового проектирования в ПАО «НК «Роснефть»: геология и разработка // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 12–15.
4. Лялин А.А. К вопросу о прямых и косвенных гидрогеологических показателях нефтегазоносности // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4. С. 18–22.
5. Лялин А.А., Васильев В.В., Кравченко А.Н. Типовые решения в нефтяной гидрогеологии — шаг к эффективности принимаемых решений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 10. С. 58–61.
6. Introduction to Well Testing. Bath, England: Schlumberger, March 1998, 309 p. (In Eng).
7. Методические рекомендации по обоснованию подсчетных параметров залежей в терригенных отложениях по данным ГИС и новым методам ГДК-ОПК при постановке на учет и переводе УВС в промышленные категории запасов. М.: Газпром, 2015. 64 с.

ENGLISH

Results

The typification of different processes in the geology and development of oil and gas fields is necessary. It will allow you to divide the processes into stages and make them more visual. At the same time, it becomes possible to reduce the total labor costs for the implementation of processes, reduce the time of operations, prepare standard decision-making matrices that can be used by less qualified personnel. Their use will make it possible to take effective operational solutions by both specialists and managers.

Conclusions

The creation of an optimal, unified methodology for testing wells during prospecting and exploration in various geological and technical conditions through typification is the basis for reducing labor costs for simple routine operations and freeing up the time of specialists and managers for processes that require a creative approach.

References

1. Sushko Yu.V., Kaverin A.A., Korkin A.M., Agafontsev A.F., Shafikov I.S. Unified design solutions in Rosneft oil company. Oil industry, 2013, issue 11, P. 61–63. (In Russ).
2. Glushkov E.A., Gnilitsky R.A., Baksheev S.E., Timashev E.O., Pavlov V.A., Korkin A.M., Karachurin N.T. Standard design system in Rosneft oil company: key aspects of implementation and development potential. Oil industry, 2019, issue 3, P. 78–80. (In Russ).
3. Vasiliev V.V., Kravchenko A.N., Smelyansky V.V., Pavlov V.A., Korkin A.M., Motus S.E. New horizons of standard design system at Rosneft: geology and reservoir engineering. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 12–15. (In Russ).
4. Lyalin A.A. On the problem of direct and indirect hydrogeological indicators of oil and gas potential. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 18–22. (In Russ).
5. Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Kravchenko A.N. Typical solutions in petroleum hydrogeology – a step towards the effectiveness of decisions making. Oilfield engineering, 2022, issue 10, P. 58–61. (In Russ).
6. Introduction to Well Testing. Bath, England: Schlumberger, March 1998, 309 p. (In Eng).
7. Methodological recommendations for substantiating the calculation parameters of deposits in terrigenous deposits according to GIS data and new methods of GDK-OPK when registering and transferring UVS to industrial categories of reserves. Moscow: Gazprom, 2015, 64 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лялин Александр Александрович, эксперт отдела типизации решений в геологии и разработке управления стандартизации и типизации, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Васильев Владимир Васильевич, кандидат технических наук, главный менеджер отдела типизации решений в геологии и разработке управления стандартизации и типизации, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кравченко Александр Николаевич, заместитель главного инженера, начальник управления развития систем проектирования, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Lyalin Aleksandr Aleksandrovich, expert of department of solutions typification in geology and reservoir engineering of standardization and typification division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Vasiliev Vladimir Vasilievich, ph. d. candidate of technical sciences, chief manager ofdepartment of solutions typification in geology and reservoir engineering of standardization and typification division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kravchenko Aleksandr Nikolaevich, deputy chief engineer, head of the project design systems development division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-28-33 УДК 550.34.01 I Научная статья

Способы анализа и коррекции искажения динамических параметров в процессе обработки данных сейсморазведки на основе моделирования волновых полей

Власов С.В.[1,2], **Шарин С.В.**[1], **Овчинников К.Р.**[3], **Фиников Д.Б.**[3], **Шалашников А.В.**[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ФГБОУ ВО УУНиТ, Россия, Уфа, [3]ООО «Сейсмотек», Москва, Россия
vlasovsv1@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматриваются подходы к использованию решения прямой задачи сейсморазведки интегральными методами как средства для:

- **изучения волновых полей с целью оптимизации планирования и построения графа обработки данных сейсморазведки в конкретных сейсмогеологических условиях;**
- **коррекции динамических искажений волновых полей в процессе обработки данных сейсморазведки.**

По результатам исследований получены убедительные данные о необходимости повсеместного внедрения подобных процедур для получения корректной динамической картины волнового поля, а также некоторые выводы о действительной эффективности тех или иных процедур, описаны основные причины получаемых по результатам обработки динамических искажений.

Материалы и методы

В качестве материалов используется набор синтетических данных сейсморазведки на основе компилятивной сейсмогеологической модели. Построение сейсмогеологической модели осуществлялось послойно с использованием методов объемной интерполяции и геостатистического моделирования. Моделирование волновых полей осуществлялось методом переноса поля интегральными операторами. Корректировка динамических искажений выполнена эталонированием в широком окне с контролем результатов методами изучения вариаций амплитуд в зависимости от удалений источник-приемник.

Ключевые слова

обработка данных сейсморазведки, моделирование волновых полей, динамические характеристики волнового поля, эталонирование

Для цитирования

Власов С.В., Шарин С.В., Овчинников К.Р., Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Способы анализа и коррекции искажения динамических параметров в процессе обработки данных сейсморазведки на основе моделирования волновых полей // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 28–33. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-28-33

Поступила в редакцию: 31.07.2023

UDC 550.34.01 I Original Paper

Methods for analyzing and correcting the deviation of amplitude attributes in the process of seismic data processing based on wavefield simulation

Vlasov S.V.[1,2], **Sharin S.V.**[1], **Ovchinnikov K.R.**[3], **Finikov D.B.**[3], **Shalashnikov A.V.**[3]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]UUNiT, Ufa, Russia, [3]"Seismotech" LLC, Moscow, Russia
vlasovsv1@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article reviews the approaches to using the solution of the direct seismic survey problem by integral methods as a means for:

- **studying the wave fields to optimize planning and plotting of the seismic survey data processing flow graph under certain seismic and geological conditions;**
- **correction of dynamic distortions of the wave fields during processing of seismic data.**

Based on the results of the studies, solid evidence was obtained on the need for widespread implementation of such procedures to obtain a correct dynamic picture of the wave field, as well as some conclusions about the actual efficiency of certain procedures, and the main reasons for the dynamic distortions obtained by the processing results are described.

Materials and methods

The set of synthetic data of seismic survey based on the composite seismic and geological model are used as the materials. The seismic and geological model was plotted layer by layer with the use of volumetric interpolation and geostatistical simulation methods. The wave fields were simulated with the method of field transfer by integral operators. The correction of dynamic distortions was performed by wide view calibration with control of the results by methods of studying amplitude variations depending on "source-receiver" distance.

Keywords

seismic survey data processing, wave fields simulation, wave field dynamic performance, calibration

For citation

Vlasov S.V., Sharin S.V., Ovchinnikov K.R., Finikov D.B., Shalashnikov A.V. Methods for analyzing and correcting the deviation of amplitude attributes in the process of seismic data processing based on wavefield simulation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 28–33. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-28-33

Received: 31.07.2023

Введение

На сегодняшний день в области разведки новых месторождений сформирована устойчивая парадигма перехода к пропущенным залежам, а также разведки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРиЗ). Отмечаются предложения по вводу в классификацию «трудноотрываемых запасов» (ТРоЗ) (Лозин Е.В.). Кроме того, даже для крупных месторождений актуальна проблема доразведки в области коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС).

В комплексе все вышесказанное приводит к необходимости научно-методического развития подходов и алгоритмов в области сейсмического изучения среды как одного из основных методов поиска и разведки залежей углеводородов. Фактически к результатам обработки геолого-геофизических данных предъявляются очень высокие требования, как к точности структурных построений, так и к качеству сохранения динамических параметров сейсмического поля.

Методики обработки и интерпретации сейсмических данных всегда опираются на некие описательные модели структуры данных и физических процессов, в рамках которых ищутся решения. При этом множество факторов различной природы, влияющих на особенности волнового поля и получаемые решения, остаются за скобками. Например, насколько реальные аномалии верхней части разреза (ВЧР) в конкретном регионе описываются моделью статики, насколько такая статика искажает волновое поле с точки зрения кинематики и какие структурные искажения в целевой части разреза это за собой повлечет? Насколько корректно влияние ВЧР компенсируется коэффициентами и фильтрами, определяемыми моделью поверхностно-согласованных условий, и какие динамические искажения будут иметь место в целевой части разреза? Какое влияние на динамику поля оказывает фоновое поглощение в среде и возможно ли его скомпенсировать? Какие динамические погрешности возникают при конкретных номинальных параметрах геометрии системы наблюдений?

Здесь отмечается ключевая проблема сейсморазведки как метода — обеспечение верификации результатов применения той или иной технологии. В первую очередь это обусловлено невозможностью получения исчерпывающей экспериментальной выборки данных (скважинная информация). Логичным выходом из такой ситуации является использование модельных данных, которые позволяют контролировать ход выполнения обработки и интерпретации за счет известной модели среды в каждой точке.

Авторы данной работы убеждены, что задачи моделирования должны быть неотъемлемой частью процесса промышленной обработки геолого-геофизических данных. Все регионы, в которых производятся сейсморазведочные работы, имеют свои специфические геологические принципы строения, в соответствии с которыми могут быть сформированы обобщенные цифровые модели месторождений. Именно на этих моделях можно проводить моделирование волновых полей и определить базовые возможности обработки, оценить точность реконструкции целевых горизонтов, динамические погрешности мигрированного поля и возможности их компенсации и пр.

Минимальным результатом проведения стандартного графа обработки данных на модельном материале служит фактическая погрешность кинематических и динамических параметров в условиях, приближенных к условиям формирования реальных сейсмических полей. И уже на этом этапе возможны выводы о том, чему можно верить на результате обработки реальных данных, чему нет, и какие работы по интерпретации целесообразно планировать. Важная особенность моделирования состоит в том, что оно осуществляется целенаправленно для решения конкретных интерпретационных задач, причем именно в тех предположениях, в которых производится интерпретация. Некоторые результаты подобных исследований демонстрировались ранее и заслуживают пристального внимания, однако в настоящей статье речь пойдет о технологиях обработки данных сейсморазведки, использующих моделирование как составную часть применяемых процедур.

В целом очевидно, что модельные поля, полученные определенным образом, целесообразно использовать для повышения качества и точности самой обработки, смещая акцент с изучения реальной возможной точности сейсморазведки в сторону анализа искажений, вносимых в процессе обработки данных, и их коррекции. Одним из примеров таких процедур является «Эталонирование», когда моделируется поле с заведомо отсутствующей зависимостью амплитуд от удалений. Такое поле подвергается тем же процедурам, что и реальное (например, регуляризации и/или миграции), и анализируется на предмет появившейся зависимости амплитуд от удалений. Если таковая имеется, по модельному полю рассчитывается корректирующий фильтр и затем применяется к реальным данным. Подробнее процедура эталонирования будет описана ниже.

Моделирование волновых полей

Данная работа была выполнена в рамках совместного проекта ООО «Сейсмотек» и ООО «РН-БашНИПИнефть» по моделированию и анализу волновых полей с целью оптимизации графа обработки данных СРР на территории РБ. Сам проект можно разделить на две принципиальные части. Цель первой — оценка возможности корректного учета ВЧР при обработке данных сейсморазведки с принятием во внимание геологических особенностей строения на территории Республики Башкортостан (РБ) и определение оптимальных параметров геометрии системы наблюдений для достижения нужного качества глубинных построений [1]. Целью второй части проекта являлась, непосредственно, верификация специальных методик учета/компенсации аномалиеобразующих объектов верхней части разреза (АОО ВЧР) [2].

Не останавливаясь детально на приемах и подходах построения модели, которые освещались ранее [1, 2], отметим, что модель строилась как отражение типового строения платформенной части РБ и включает в себя основные виды и типы АОО ВЧР, а также наиболее распространенные типы ловушек УВ.

Расчет волнового поля выполнялся как в лучевом приближении, так и на основе послойного применения операторов переноса волнового поля в заданном угловом диапазоне [2]. В результате сопоставления модельных

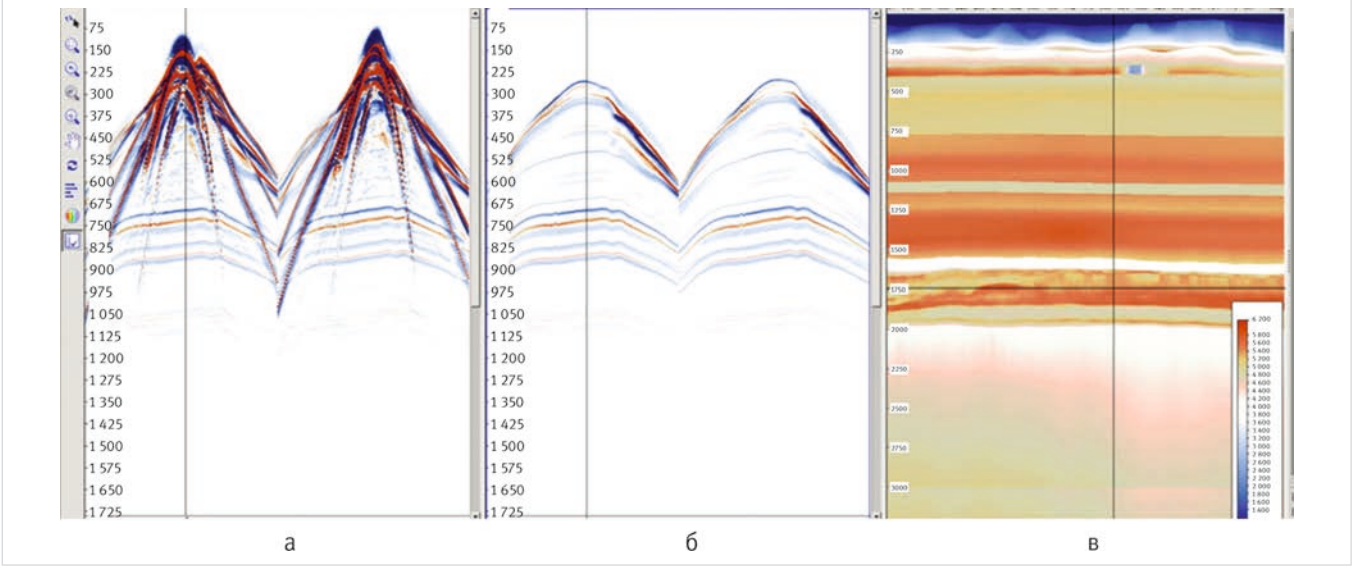


Рис. 1. Полноволновое поле, включающее: а — кратные и волны-помехи, б — полезные отражения, в — фрагмент модели распределения скорости продольной волны

Fig. 1. Full waveform field, including: а – multiple waves and noise waves; б – usable reflections; в – fragment of longitudinal wave velocity model

данных, полученных в рамках лучевого и волнового моделирований, было установлено, что различия в кинематике отраженных волн незначительны. Однако различия в динамике оказываются гораздо более существенными. Волновое моделирование в данном проекте выполнялось на основе интегральных операторов продолжения волновых полей [5]. Такое моделирование оперирует не лучами, а фронтами волн, что позволяет учитывать дифракционные эффекты на криволинейных границах и получать гладкие вариации амплитуд отраженных волн.

Численные эксперименты, приведенные в cnfnmt [5], показывают, что способ моделирования обеспечивает высокую точность воспроизведения динамических параметров и при этом обладает рядом существенных преимуществ по отношению к сеточным алгоритмам.

Идеологически методика расчета волнового поля методом переноса поля интегральными операторами представляет собой вариант метода конечных элементов — когда к данным, заданным на краях некоторых областей (границах слоев), применяются относительно простые интегральные операторы переноса с использованием специальных весовых функций, определяющих динамические параметры переносимого поля для последующей волновой трансформации — прохождения или отражения от границы разрыва упругих параметров среды. Сами динамические параметры, определяющие весовые функции, для такого оператора переноса рассчитываются на различных угловых элементах посредством решения системы векторных уравнений для заданной плоской однородной волны (или неоднородной — тогда выполняется аналитическое продолжение решения в комплексную область) на непрерывность смещений/напряжений на границе разрыва. Неупругие эффекты в операторах переноса определяются моделью линейного частотно-зависимого поглощения специальным минимально-фазовым фильтром, характеризующим поглощение в конкретном слое. Для последующей оценки качества работы процедур обработки волновые поля моделировались как с учетом неупругих эффектов, так и без их учета.

Пример модельных сейсмограмм показан на рисунке 1.

Видно, что волны, сформированные в верхней части разреза, очень интенсивные и маскируют полезные отражения. Подавление столь интенсивных помех — традиционная, но от этого не менее простая задача.

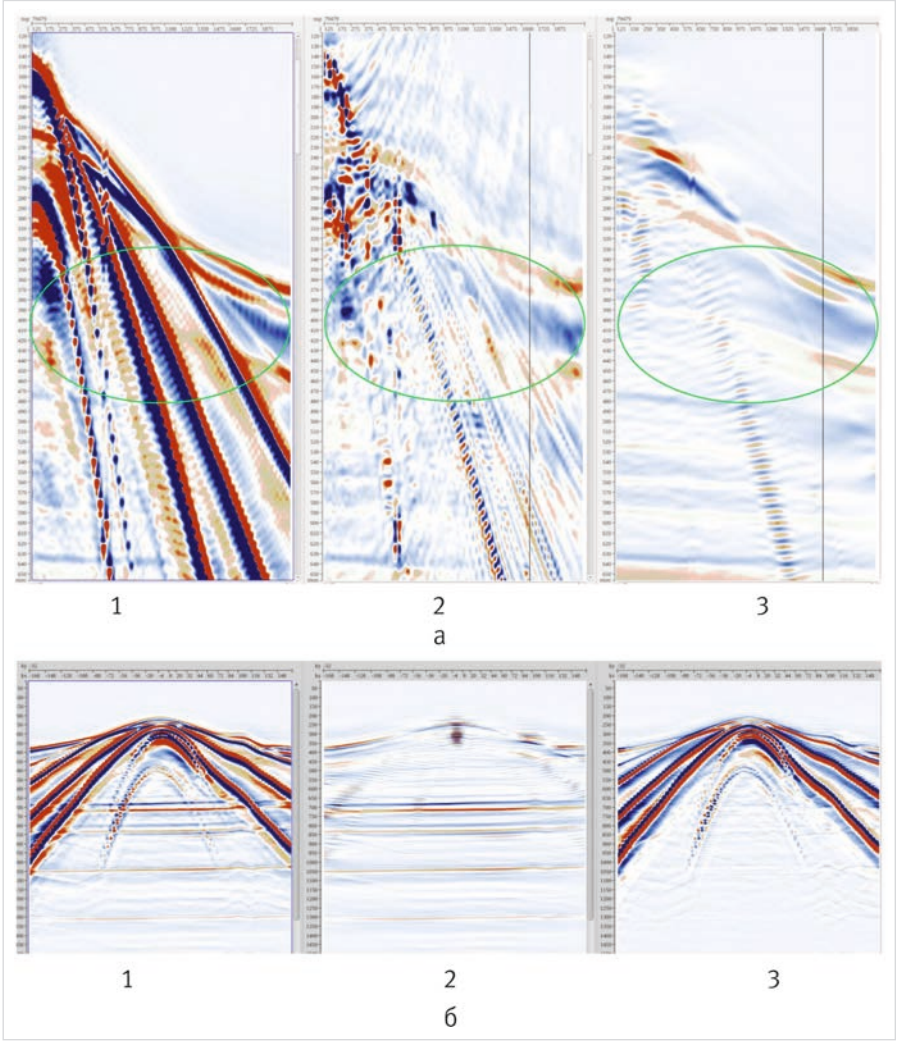


Рис. 2. Результаты применения кинематических фильтров: а — исходное волновое поле — 1, результат подавления низкоскоростных волн-помех в Radon-области — 2 и результат применения технологии WFT3D-VF — 3; б — исходное волновое поле в сортировке cross-spread — 1, результат применения технологии WFT3D-VF — 2 и разница — 3

Fig. 2. Results of application of kinematic filters: a – source wave field – 1, result of low-velocity noise waves suppression in Radon area – 2 and results of application of WFT3D-VF technology – 3; б – source wave field in cross-spread binning – 1, result of the use of WFT3D-VF technology – 2 and the difference – 3

Обработка данных и компенсация динамических искажений

Искажения динамики, обусловленные подавлением волн-помех, — одна из причин, затрудняющих получение данных, пригодных для интерпретации. На практике определить, насколько корректно получилось восстановить соотношение амплитуд по площади, как говорилось ранее, не представляется возможным, однако в данной работе у нас такая возможность обеспечивается за счет наличия эталонных волновых полей. Таким образом, общая логика исследований заключалась в выполнении полного цикла обработки с применением стандартных процедур интерпретационного контроля и дальнейшим сопоставлением результата с эталоном. После этого состав процедур в графе варьировался с целью получения результата, наиболее приближенного к эталону.

В целом был применен граф обработки, направленный на компенсацию искажений динамики и подавление помех на данных до миграции. Помимо стандартно применяемых процедур обработки, в состав графа была добавлена оригинальная процедура подавления низкоскоростных волн-помех WFT3D-VF (Wave Field Transformation 3D-Velocity Filtering) [6]. Она, по сравнению с классической «чисткой» в Radon-области по кросс-спредам, позволила извлечь из зоны интерференции полезные отраженные волны. Сравнение различных вариантов скоростной фильтрации представлено на рисунке 2.

Отдельно стоит отметить вопросы коррекции эффектов частотно-зависимого поглощения. Результаты оценивания параметров поглощения показали, что истинные значения (оцененные по данным без помех) ниже, чем оцененные по полю с помехами, но при обработке реальных данных мы опираемся на наблюдаемые изменения спектральных характеристик. Поэтому было принято решение использовать оцененные (завышенные) значения параметра. Последствия такого рода погрешностей можно оценить только на финальных этапах обработки (после миграции и постмиграционной обработки) и интерпретации.

Следующий вполне обычный инструмент обработчика для подготовки данных к миграции — регуляризация. Его недостаток: снижение пространственной разрешенности, причем в динамических параметрах в первую очередь. Не останавливаясь детально на результатах, отметим лишь наличие положительного эффекта от применения процедуры.

После выполнения «сигнальной» обработки была восстановлена каркасная глубинно-скоростная модель, в которой выполнялась миграция Кирхгофа и атрибутная миграция для получения угловых разверток [3].

Несмотря на предпринятые усилия по восстановлению соотношений амплитуд при обработке, в результате динамического анализа сейсмического изображения и разверток общей глубинной точки было отмечено существенное искажение динамических характеристик полученного поля от контрольных модельных данных, рассчитанных по исходной модели упругих параметров (рис. 3). Основными факторами, обуславливающими эти искажения, по всей видимости, являются:

- недостаточная пространственная дискретность данных, которая вкупе с оптическими свойствами ГСМ приводит к некорректной компенсации геометрического расхождения волнового поля в процессе миграции Кирхгофа даже регуляризированных данных;
- существенный уровень фона помех от аномалиеобразующих объектов ВЧР, который остался после сигнальной обработки. Следует отметить, что данные низкоскоростные помехи не представляется возможным корректным образом нивелировать на сейсмограммах до миграции без динамических искажений полезного сигнала отраженных волн от целевых структур;
- существенный уровень параметров поглощения в верхней части исходной глубинной модели, что приводит к нарушению фоновых трендов поведения амплитуд по латерали.

Для коррекции искажений динамических параметров был выполнен ряд направленных на это процедур: медианная фильтрация глубинных сейсмограмм общей точки изображения, «эталонирование», балансировка амплитуд и когерентная фильтрация, выполненная по частичным угловым суммам, полученным способом атрибутной миграции [3]. Также предприняты меры для снятия трендовых искажений с опорой на скважинные данные. Отметим, что каждая из этих процедур положительно влияет на поведение динамических характеристик, однако, как показала данная работа, этого недостаточно, поэтому далее выполнялась необходимая, по нашему мнению, процедура обработки глубинных сейсмограмм после миграции — эталонирование сейсмограмм [2]. Это важная процедура оценки и при необходимости — компенсации динамических искажений амплитуд, наведенных непосредственно миграцией (и регуляризацией). Эти искажения обусловлены номинальной геометрией наблюдения, поскольку условия формирования изображения, определяемые оптическими свойствами миграционного оператора и локальной кинематической структурой сейсмического поля в области касания годографов оператора и самого поля, на низких и средних частотах для каждой целевой глубинной точки могли иметь собственные асимптотические частотные характеристики компенсации, на высоких же частотах пространственная дискретность данных совместно с локальным масштабом первых зон Френеля могла определять собственные динамические искажения амплитуды.

Для выполнения данной процедуры на этапе обработки глубинных сейсмограмм

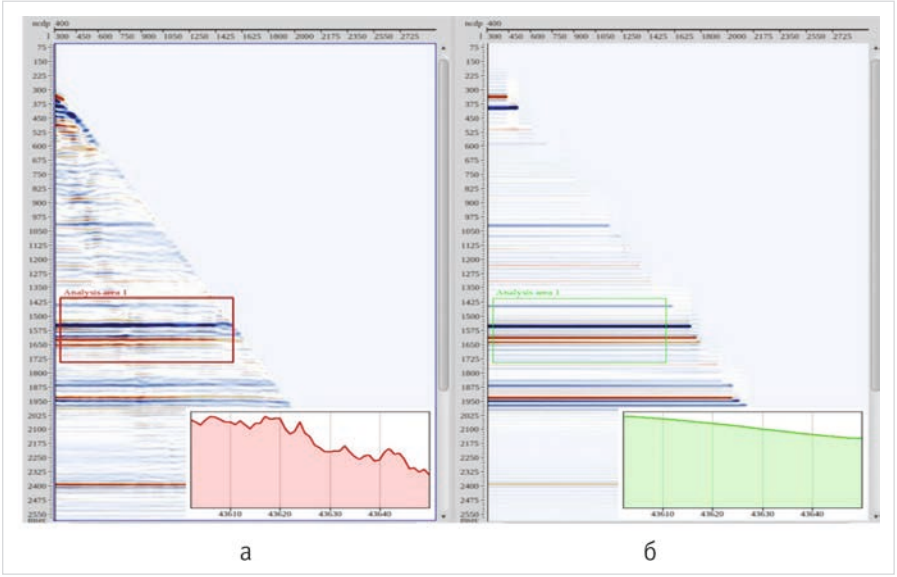


Рис. 3. Сейсмограмма до постмиграционной обработки — а и эталонная сейсмограмма ОТИ — б. Снизу представлены графики AVO-зависимости
Fig. 3. Seismic record before post-migration processing – a and calibration seismic record of the common image point – б. AVO-dependency curves are shown below

по восстановленной эффективной скоростной модели среды, в предположении близости оптических свойств эффективной модели среды и реальной модели среды, по опорным горизонтам производилось специальное моделирование сейсмических данных на исходную геометрию наблюдений. Важной особенностью 3D-моделирования для последующего эталонирования является фиксация «единичной» динамики — т.е. моделируется поле с учетом факторов геометрического расхождения, волновых эффектов, не обусловленных асимптотическим приближением стационарной фазы, номинальной криволинейностью границы и волнового фронта на апертурах первых зон Френеля, но с коэффициентами прохождения/отражения, равными единице. Далее это поле подвергается процедуре регуляризации — аналогично обрабатываемому исходному полю сейсмических данных. По регуляризованному полю эталонных регуляризированных сейсмограмм производится миграция. Полученные глубинные сейсмограммы будем называть эталоном.

Если на опорных границах на эталонном изображении не «единица», то данное искажение амплитуды необходимо также компенсировать и на обработанных глубинных сейсмограммах.

Результат применения эталонирования представлен на рисунке 4.

На графиках амплитуд видно, что применение процедуры эталонирования приводит к положительной коррекции зависимости амплитуд от удаления.

После эталонирования для подавления нерегулярных, некоррелируемых шумов, остатков помехи — преломленной волны на глубинных сейсмограммах, а также шумов следов расстановки на глубинных сейсмограммах — были сформированы кубы равных углов падения-отражения, каждый из которых проходил граф подавления некоррелируемых шумов по отдельности.

Комплексный результат постмиграционной обработки представлен на рисунке 5. Поскольку динамика целевых отражающих горизонтов была существенно осложнена наличием поглощения в зоне ВЧР, в целом низкочастотный латеральный тренд поведения амплитуд отражения в целевой части был существенно искажен. Исходя из геологического предположения выдержанности общей энергии отраженных волн в широком вертикальном окне вдоль реперных горизонтов, была выполнена процедура нормировки пространственно-низкочастотного тренда — на уровень постоянной энергии, сохранив при этом локальные вариации энергии амплитуд на скользящих базах.

Карты амплитуд вдоль горизонта кровли терригенной толщи нижнего карбона (Uk) до постмиграционной обработки, после нее

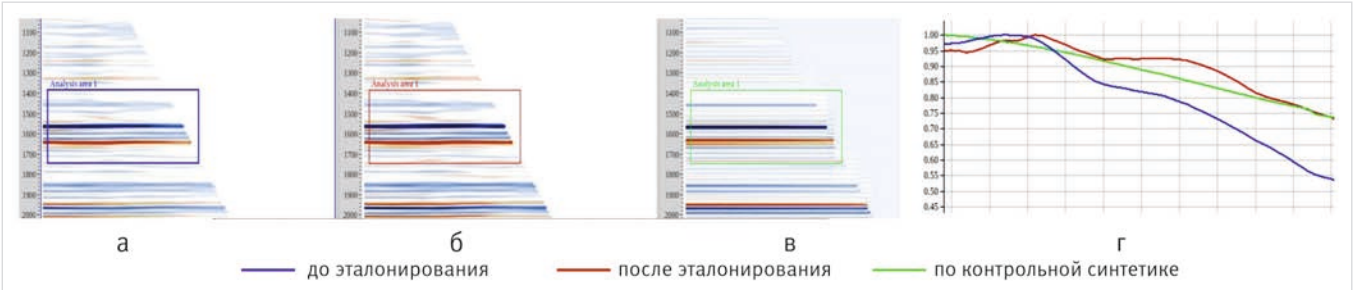


Рис. 4. Сейсмограммы ОТИ: а — до эталонирования; б — после эталонирования; в — контрольная синтетика, г — справа графики AVO- зависимости
Fig. 4. Seismic records of the common image point before – a; after calibration – б; control synthetic ground – в; г – AVO-dependency curves are shown on the right

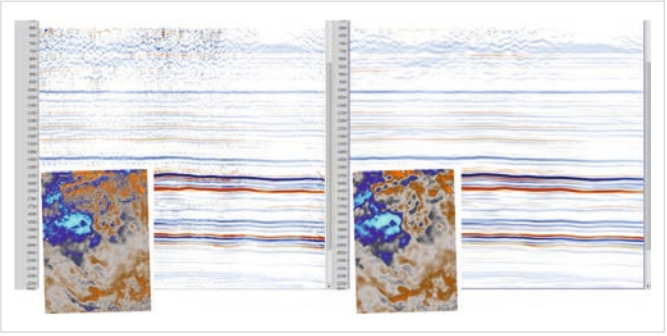


Рис. 5. Вертикальное сечение куба после миграции (слева сверху), результат постмиграционной обработки (справа сверху), горизонтальное сечение куба после миграции (слева снизу) и результат постмиграционной обработки (справа снизу)
Fig. 5. Vertical cube section after migration (upper left), result of post-migration processing (upper right), horizontal cube section after migration (bottom left) and result of post-migration processing (bottom right)

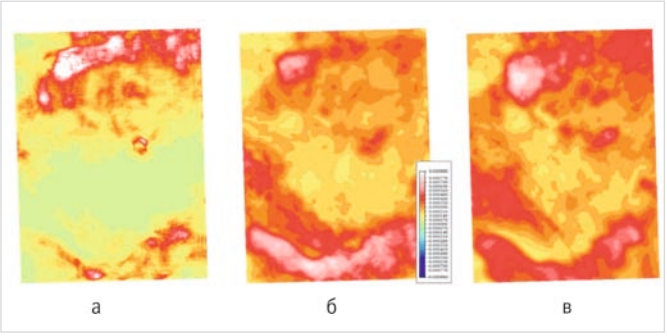


Рис. 6. Карты амплитуд вдоль горизонта Uk: а — результат стандартной обработки, б — результат применения специальных процедур для компенсации динамических искажений, в — эталон («правильный ответ»)
Fig. 6. Amplitude maps along Uk horizon: a – result of the standard processing; б – result of the use of special procedures for compensation of dynamic distortions, в – standard ("correct answer")

и эталонная карта показаны на рисунке 6. Несмотря на то, что визуально результаты коррекции динамических искажений выглядят вполне удовлетворительными, количественные характеристики показывают, что погрешности остались существенными. Насколько они существенны и как согласуются с целевыми для разведки областями, определяют на этапе инверсий.

Можно ли уменьшить искажения параметров, оставшиеся в результате применения вышеозначенных процедур? Наверное, можно, однако способы в каждом конкретном случае будут подбираться индивидуально. Основные трудности с восстановлением динамики в рамках данного проекта сконцентрированы в области компенсации частотно-зависимого поглощения. Поэтому стоит разрабатывать и применять новые способы оценивания и компенсации поглощения как до миграции, так и в ходе нее. Помимо этого, стоит искать новые способы контроля динамики в процессе обработки.

В данной работе обсуждались в основном традиционные методы, за исключением эталонирования. Авторы надеются, что и оно вскоре станет весьма традиционным приемом в обработке данных сейсморазведки, ведь сложно не признавать его эффективность. Однако заметим, что смоделированные данные являются отличным полигоном для отработки новых приемов и методик обработки, а также для сопоставления различных подходов к решению задач и обоснованной оптимизации технологий.

Итоги

Полученные результаты доказали эффективность использования интегрального подхода для моделирования волновых полей, который позволяет корректно осуществлять моделирование как кинематических, так и динамических особенностей волнового поля.

Характер и диапазон оставшихся динамических и структурных искажений, которые мы можем оценить в сравнении с модельным волновым полем, должны учитываться при применении графа обработки в работе с реальными сейсмическими данными.

Эталонирование как способ коррекции динамических искажений волновых полей показал себя с положительной стороны, позволяя эффективно компенсировать влияние аномалиеобразующих объектов.

Выводы

Рассматриваемые в работе подходы и методики применимы как в региональном масштабе, для изучения эффективности параметров полевых съемок при решении конкретных геологических задач и применяемого графа обработки, так и локально на конкретном участке, с целью коррекции динамических искажений волновых полей для дальнейшей динамической интерпретации данных сейсморазведки. Авторы работы уверены, что без применения подобных инструментов корректировки дальнейшая динамическая интерпретация, в частности, инверсионные преобразования, всегда будут сопряжены с повышенным уровнем неоднозначности.

Литература

1. Власов С.В., Шарин С.В., Фиников Д.Б. Изучение вопросов оптимизации сейсморазведочных работ на основе моделирования волновых полей. Международная научно-практ. конференция ГеоСочи, Сочи, 24–28 апреля 2017, С. 142–145.
2. Власов С.В., Силаенков О.А. Дополнительные возможности параметризации сейсмических волновых полей при построении глубинно-скоростных моделей сред на примере обработки синтетических данных. Международная научно-практ. конференция ГеоСочи, Сочи, 24–28 апреля 2018, С. 146–149.
3. Каплан С.А., Лебедев Е.Б., Шалашников А.В., Фиников Д.Б. Прямые задачи в обработке и интерпретации сейсмических данных. Санкт-Петербург-2016. Через интеграцию геонаук — к постижению гармонии недр: тезисы докл. межд. науч.-прак. конф., Россия, Санкт-Петербург, 11–14 апреля 2016 г.
4. Фиников Д.Б., Шалашников А.В. Атрибутная миграция для построения угловых и азимутальных разверток сейсмических изображений // Геофизика. 2009. № 2. С. 16–22.
5. Шалашников А.В., Фиников Д.Б., Хохлов И.Х., Иванов А.М. Новые подходы в оптимизации расчета волновых полей, связанных непосредственно с выделенной целевой областью сейсмического отклика // Геофизические технологии, 2019, № 1. С. 4–32.
6. Finikov D.B., Shalashnikov A.V. Wave-field transformation method in layered depth-velocity models. IT for Geosciences 2012: First international conference, Dubna, Russia, 7–9 December 2012. (In Eng).

ENGLISH

Results

The obtained results proved the effectiveness of using the integral approach for modeling wave fields, which allows for correct modeling of both kinematic and dynamic features of the wave field.

The nature and range of the residual dynamic and structural distortions that we can evaluate compared to the simulated wave field must be considered when applying the processing graph, when working with the real seismic data.

Calibration as a method of correcting dynamic distortions of wave fields has shown itself on the positive side, allowing to effectively compensate for the impact of anomalies-forming objects.

Conclusions

The approaches and methods reviewed in the work are applicable both regionally, to study the efficiency of the field survey parameters in solving the certain geological tasks and the applied processing graph, and locally at a certain site, in order to correct dynamic distortions of the wave fields for further dynamic interpretation of seismic data. The authors of the work believe that without the use of such correction tools further dynamic interpretation, in particular inversion transformations, will always entail an increased level of ambiguity.

References

1. Vlasov S.V., Sharin S.V., Finikov D.B. Study of optimization issues of seismic surveys based on wave field modeling. Materials of the international scientific and practical conference “GeoSochi”, Sochi, April 24–28, 2017, P. 142–145. (In Russ).
2. Additional possibilities of parameterization of seismic wave fields in the construction of depth-velocity models of media on the example of synthetic data processing. Materials international. Scientific and practical. conference “GeoSochi”», Sochi, April 24–28, 2018, P. 146–149. (In Russ).
3. Kaplan S.A., Lebedev E.B., Shalashnikov A.V., Finikov D.B. Direct problems in seismic data processing and interpretation. Saint Petersburg International Conference & Exhibition – Understanding the Harmony of the Earth’s Resources through Integration of Geosciences Saint Petersburg, Russia, 11–14 April 2016. (In Russ).
4. Finikov D.B., Shalashnikov A.V. Attribute migration for the creation of azimuth angle domain imaging. Geophysics, 2009, issue 2, P. 16–22. (In Russ).
5. Shalashnikov A.V., Finikov D.B., Khokhlov N.I., Ivanov A.M. New approaches in optimization of calculation of wave fields directly related to the selected target area of seismic response. Russian Journal of Geophysical Technologies, 2019, issue 1. C. 4–32. (In Russ).
6. Finikov D.B., Shalashnikov A.V. Wave-field transformation method in layered depth-velocity models. IT for Geosciences 2012: First international conference, Dubna, Russia, 7–9 December 2012. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Власов Сергей Викторович, к.г.-м.н., старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент кафедры «Цифровые технологии в петрофизике», ФГБОУ ВО УУНиТ, Россия, Уфа
Для контактов: vlasovsv1@bnipi.rosneft.ru

Шарин Сергей Викторович, эксперт, ООО «БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Овчинников Кирилл Радиславович, ведущий геофизик, ООО «Сейсмотек», Москва, Россия

Фиников Дмитрий Борисович, к.т.н., директор департамента разработки алгоритмического и программного обеспечения, ООО «Сейсмотек», Москва, Россия

Шалашников Андрей Владимирович, ведущий программист, ООО «Сейсмотек», Москва, Россия

Vlasov Sergey Viktorovich, candidate of geological and mathematical sciences, senior expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor “Digital technologies in petrophysics”, UUNiT, Ufa, Russia
Corresponding author: vlasovsv1@bnipi.rosneft.ru

Sharin Sergey Viktorovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Ovchinnikov Kirill Radislavovich, leading geophysicist, “Seismotech” LLC, Moscow, Russia

Finikov Dmitry Borisovich, candidate of engineering sciences, director of the department of algorithmic and software development, “Seismotech” LLC, Moscow, Russia

Shalashnikov Andrey Vladimirovich, lead programmer, “Seismotech” LLC, Moscow, Russia

INTECH

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

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

09–13 ОКТЯБРЯ 2023, ТЮМЕНЬ

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

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

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-34-38 УДК 552.578.2.061.4 I Научная статья

Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 1

Хлебников Д.С.[1], **Душин А.С.**[1,2], **Мартьянова К.В.**[1], **Хлебников М.С.**[1], **Одинцова М.Ю.**[1], **Габдуллина Е.Г.**[1], **Жерновкова Т.В.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия
khlebnikovds1@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Использование результатов динамического анализа и применение классификации подводных конусов выноса позволило выявить внутреннюю морфологию конусов выноса в пределах одного пласта месторождения. Данные конуса выноса отличаются по типу питающей системы, своими фильтрационно-емкостными свойствами и различными эффективными толщинами. В статье на примере пласта Ач1 показаны морфологические особенности песчаных тел конусов выноса в пределах одного пласта и их идентификация по сейсмическим атрибутам при динамической интерпретации.

Материалы и методы
Были рассчитаны слайсы куба по атрибуту «Длина огибающей», карты спектральной декомпозиции (RGB), полученные путем смешивания различных частот. На всех картах сейсмических атрибутов (карты сейсмоклассов, слайсы по атрибутам, карты RGB) прослеживаются морфологические объекты, идентифицируемые как глубоководные (ачимовские) конусы выноса и питающие каналы. Была построена карта спектральной декомпозиции пласта Ач1, на которой имеются наиболее перспективные области, которые связаны с подводными конусами выноса. Рассмотрена морфология подводных конусов выноса, связанная с условиями осадконакопления и типами источника питания.

Ключевые слова
типизация подводных конусов выноса, ачимовские отложения, атрибутный анализ, песчаные породы-коллекторы

Благодарности. Авторы работы выражают благодарность коллеге А.Ф. Кадырову за помощь в анализе геолого-геофизической информации.

Для цитирования
Хлебников Д.С., Душин А.С., Мартьянова К.В., Хлебников М.С., Одинцова М.Ю., Габдуллина Е.Г., Жерновкова Т.В. Морфологические особенности песчаных тел конусов выноса ачимовских отложений Тарасовского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 34–38. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-34-38

Поступила в редакцию: 27.07.2023

UDC 552.578.2.061.4 I Original Paper

Morphological features of sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 1

Khlebnikov D.S.[1], **Dushin A.S.**[1,2], **Martyanova K.V.**[1], **Khlebnikov M.S.**[1], **Odintsova M.Yu.**[1], **Gabdullina E.G.**[1], **Zhernovkova T.V.**[1]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
khlebnikovds1@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The use of the results of dynamic analysis and the application of the classification of underwater fans made it possible to identify the internal morphology of alluvial fans within one layer of the field. Alluvial fan data differ in the type of feed system, their porosity properties and different effective thicknesses. In the article, using the example of the Ach1 reservoir, the morphological features of sand bodies of alluvial fans within the same reservoir and their identification by seismic attributes during dynamic interpretation are shown.

Materials and methods
Cube slices were calculated by the "Envelope length" attribute, spectral decomposition maps (RGB), obtained by mixing different frequencies. On all maps of seismic attributes (maps of seismic classes, slices by attributes, RGB maps), morphological objects are traced, identified as deep-water (achimov) alluvial fans and feeding channels. A spectral decomposition map of the Ach1 reservoir was built, which contains the most promising areas that are associated with underwater fans. The morphology of the formation of underwater fans associated with the conditions of sedimentation and types of source of power supply.

Keywords
typification of extension cones, achimov formation, attribute analysis, sand reservoir rocks

For citation
Khlebnikov D.S., Dushin A.S., Martyanova K.V., Khlebnikov M.S., Odintsova M.Yu., Gabdullina E.G., Zhernovkova T.V. Morphological features of sand bodies of the achimov deposits of the Tarasovskoye field. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 34–38. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-34-38

Received: 27.07.2023

Условия формирования ачимовских отложений

Согласно региональным представлениям [1, 2, 5], формирование неокомских отложений происходило на всем протяжении палеобатиметрического профиля континентальной, прибрежно-морской и морской части бассейна. В зависимости от этапа седиментационного цикла, происходила аккумуляция с преобладанием глинистых (при трансгрессивном режиме) и песчаных (при регрессивном режиме) пород.

Основным кинетическим фактором перемещения осадков являлся естественный уклон шельфа, составляющий 10–25 м/км. При этом важным транспортирующим фактором являлась работа подводных оползней, турбидитовых потоков и течений [5], которые и формировали окончательную морфологию песчано-глинистых конусов выноса.

Морфология конусов выноса

В данной статье для анализа конусов выноса взята классификация подводных конусов выноса [7], которая основывается на следующий аспектах: 1) размер осадочного материала (глинистые, песчано-глинистые, песчаные, гравелитовые) и 2) тип источников питания турбидитных систем (точечный, многоточечный и линейный источники). Оба критерия обусловлены условиями осадконакопления на прилегающем шельфе (разные типы дельт, уровень моря, вдольбереговые течения и др.). На рисунке 1 представлены схематизированные модели подводных конусов выноса этой классификационной схемы, за исключением грубообломочных типов [7].

Согласно теории турбидитовых течений (потоков), данные потоки переносят не только осадочный материал вниз по склону на большие расстояния (до сотен километров), но и эродируют морское дно, что способствует образованию подводных каньонов. В турбидитовых потоках присутствуют разные по размеру частицы (от глинистых до грубозернистых).

При увеличении песчанистой фракции в турбидитовых течениях и уменьшении илистой взвеси скорость потока теряется быстрее и происходит разжижение: оседают сначала более крупные и тяжелые частицы, потом все более мелкие. Это приводит к тому, что в турбидитовой лопасти преобладает песчанистый материал (песчано-глинистые, песчаные типы конусов выноса, рис. 1), который формируется на более коротком расстоянии, чем в глинистых подводных конусах выноса [2].

Строение пластов группы Ач

Нижнемеловые ачимовские отложения на участке работ представлены горными породами тагринского клиноциклита сортымской свиты бериасского яруса нижнемеловой системы, в который входят пласты Ач5, Ач4, Ач3, Ач2, Ач1. Пласт Ач5, в основном, распространен на соседнем участке.

В результате некомпенсированного прогибания морского бассейна и в дальнейшем ускоренного его заполнения для нижнемеловых отложений Западной Сибири характерно клиноформное строение пластов (рис. 2). В клиноформном строении пласта отражено омоложение шельфовых пластов и остальных частей клиноформы в западном направлении. Каждая клиноформа представляет собой результат единичного цикла осадконакопления, начинающегося с регрессии и заканчивающегося трансгрессией [1, 3, 7].

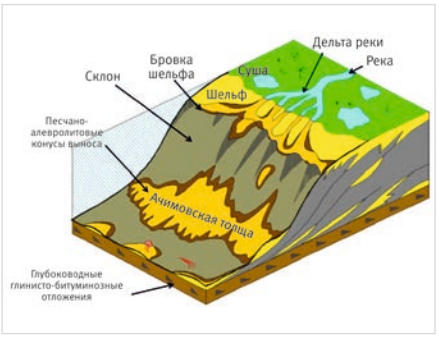


Рис. 2. Концептуальная модель формирования клиноформных отложений [6]
Fig. 2. Conceptual model for the formation of clinoform deposits [6]

Трансгрессии фиксируются по наличию реперных глинистых пачек, сформировавшихся при максимально высоком стоянии уровня моря и дефиците осадков.

Динамическая интерпретация конусов выноса пласта Ач1

Пласт Ач1 является нефтеносным. Песчаный коллектор вскрыт в четырех скважинах, в остальных представлен алеврито-аргиллитовыми разностями и плотными песчаниками с карбонатным цементом. В пределах площади работ общая мощность пласта Ач1 по скважинным данным варьирует от 20 до 100 м, эффективная — от 2 до 37 м, средневзвешенная пористость варьирует от 13,80 до 19,98 %.

Пласт характеризуется большими эффективными толщинами в зоне среднего конуса

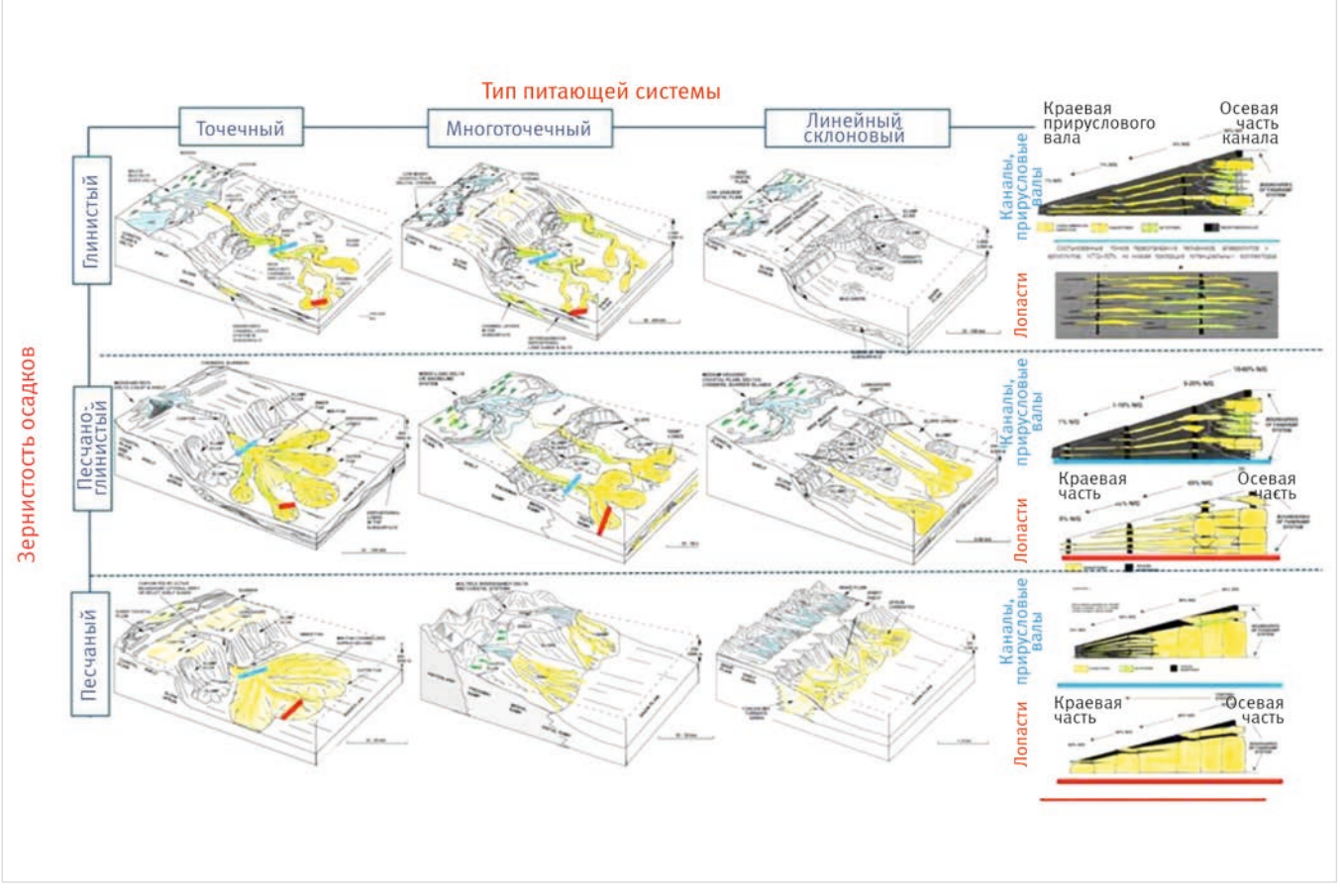


Рис. 1. Часть классификации схемы глубоководных конусов выноса Г. Рединга и М. Ричардса с изменениями Мезенцевой А.В. [2, 7]
Fig. 1. Part of the classification of the scheme of deep-water fans by G. Reading and M. Richards with changes by Mezentseva A.V. [2, 7]

(средней части лопасти) и представлен линзами песчаника в верхней, проксимальной части конуса. Склоновая часть сложена глинистыми отложениями (рис. 3, 4).

По имеющимся данным был проведен электрофациальный анализ по кривым ГК и керновым данным по девяти скважинам.

В результате анализа по форме кривых ГИС (аПС) и данным керна выделено четыре типа фаций:

- глинистые отложения склона шельфа/дистальной части шельфа — вертикальная (у линии глин), пилообразная форма кривой аПС, представлены неколлектором;
- отложения распределительных (питающих) каналов глубоководного конуса выноса — воронкообразная форма кривой аПС, содержат коллектор с пористостью 13–16 %, обладают средними коллекторскими свойствами;
- отложения распределительных питающих каналов на склоне (скважинами не вскрыты);
- отложения лопастей глубоководного конуса выноса — форма кривой аПС типа «колокольчик», содержат коллектор с пористостью 17–20 %, обладают повышенной проницаемостью [4].

Каротажные кривые аПС, ПС, ГК в интервале рассматриваемого пласта Ач1 представлены не во всех скважинах, вскрывших пласт, по ряду скважин кривые перечисленных методов ГИС неинформативны. Информативные каротажные кривые ГИС, по которым можно интерпретировать интервал, имеют типовое строение и хорошо сопоставимы с модельными каротажными кривыми песчаных отложений глубоководно-морской обстановки [4].

Судя по морфологии каротажных кривых и данным послойного описания керна, продуктивные отложения приурочены к обстановкам шельфового и глубоководно-морского осадконакопления, на которых уверенно выделяются отложения склона, каналов и лопастей конуса выноса.

На рис. 3 и 5 представлены результаты комплексной геолого-геофизической интерпретации геологического строения пласта Ач1 месторождения. Были проанализированы слайсы куба по атрибуту «Длина огибающей», карты спектральной декомпозиции, полученные путем смешивания различных частот. По имеющимся материалам удалось найти корреляционные связи между сейсмическими и скважинными данными (признаки по керну, электрометрические характеристики каротажа). На всех картах сейсмических атрибутов (карты сейсмоклассов, слайсы по атрибутам, карты RGB) прослеживаются морфологические объекты, идентифицируемые как глубоководные (ачимовские) конусы выноса и питающие каналы.

Тип источника питания и гранулометрический состав осадков, переносимых турбидитовыми потоками, определяли морфологию подводных конусов выноса. Так, в подводном конусе, расположенном в северной части участка на карте сейсмического атрибута «Длина огибающей», карте доминантных частот и карте спектральной декомпозиции достаточно четко выделяется один источник питания (рис. 3, 5), который сформировал вытянутую область с внутренней неоднородностью и аномалиями волнового поля, связанными с развитием каналов в области верхнего конуса.

Если рассматривать южный конус, то по сейсмическим атрибутам, в том числе карте RGB, можно выделить несколько источников питания [7]. Кроме того, распределительные каналы имеют извилистую форму, они более протяженные. Проксимальная часть южного подводного конуса не разбурена скважинами, но при сравнении диапазона величин амплитуд на карте атрибута «Длина огибающей» и временном сейсмическом разрезе можно предположить, что пропластки северного конуса сложены более грубообломочными отложениями, по сравнению с южным подводным конусом (рис. 4, 5). При этом выделяемые конуса выноса могут быть отнесены к песчано-глинистому типу согласно исследованиям [7], причем северный конус обладает точечным типом питающей системы, в то время как южный — многоточечный с извилистой канальной частью.

Установлено, что отложения области склона (рис. 4), выделяемые на востоке территории, закономерно сменяются отложениями прирусловых валов и межканальных фаций, а затем породами проксимальной и дистальной частях конусов.

Подробный керновый анализ совместно с данными ГИС позволили выделить элементы конусов выноса, которые более подробно описываются во второй части статьи.

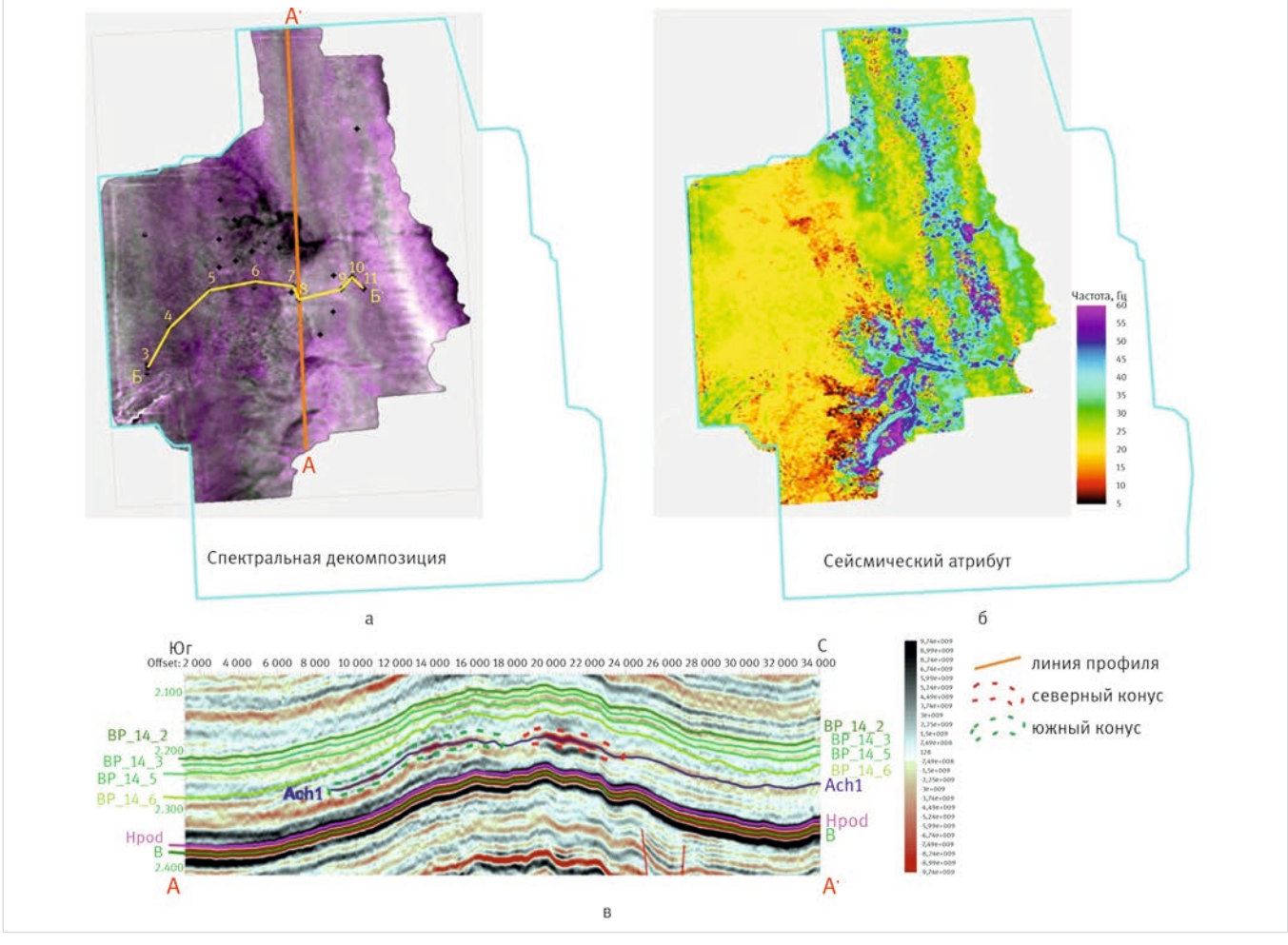


Рис. 3. Карта спектральной декомпозиции по пласту Ач1 — а, карта доминантной частоты — б и временной разрез — в
Fig. 3. Spectral decomposition map for the Ach1 formation — a, dominant frequency map — б and time section — в

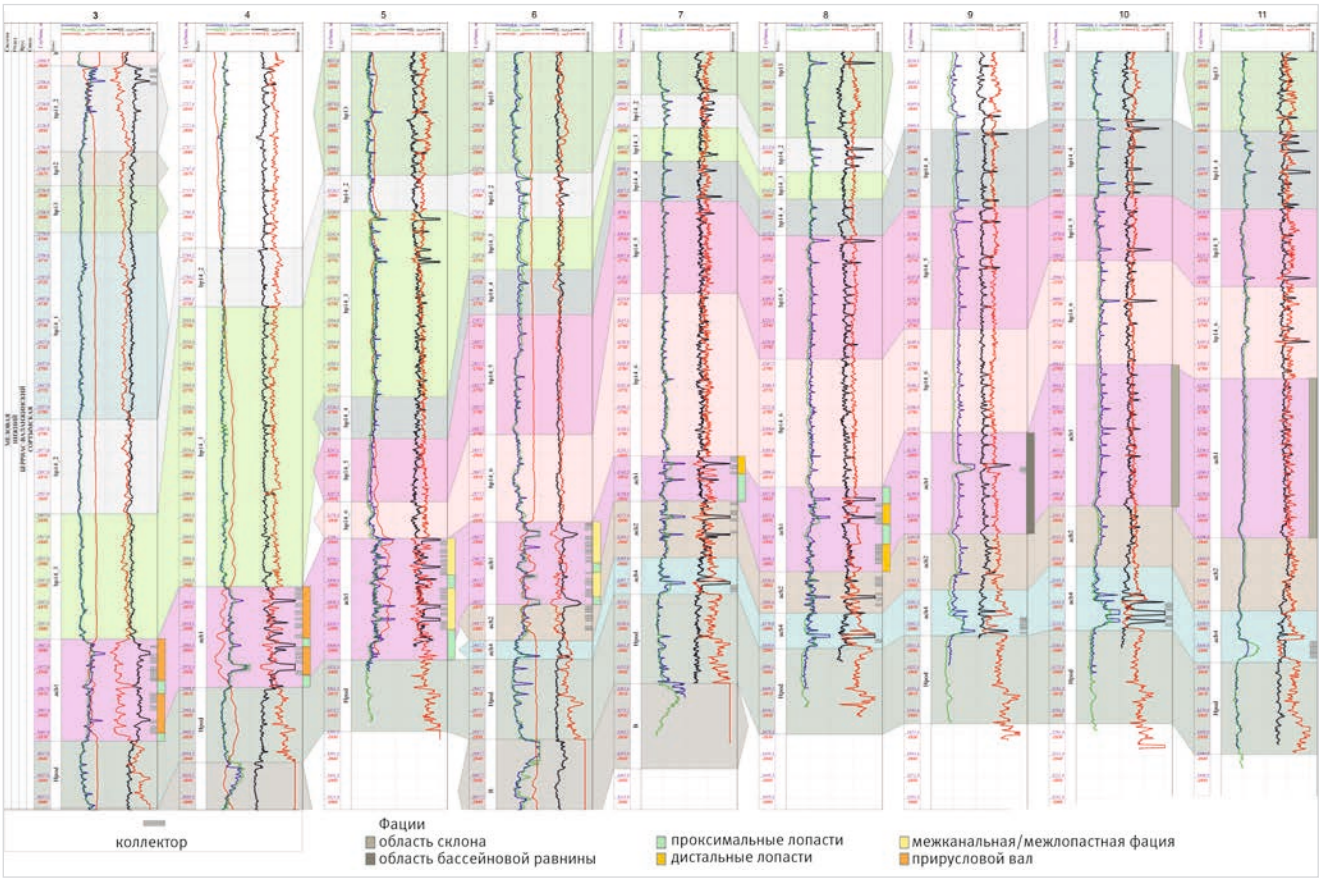


Рис. 4. Корреляционная схема по скважинам через профиль Б-Б' (рис. 3)
Fig. 4. Correlation scheme for wells through the B-B' profile (fig. 3)

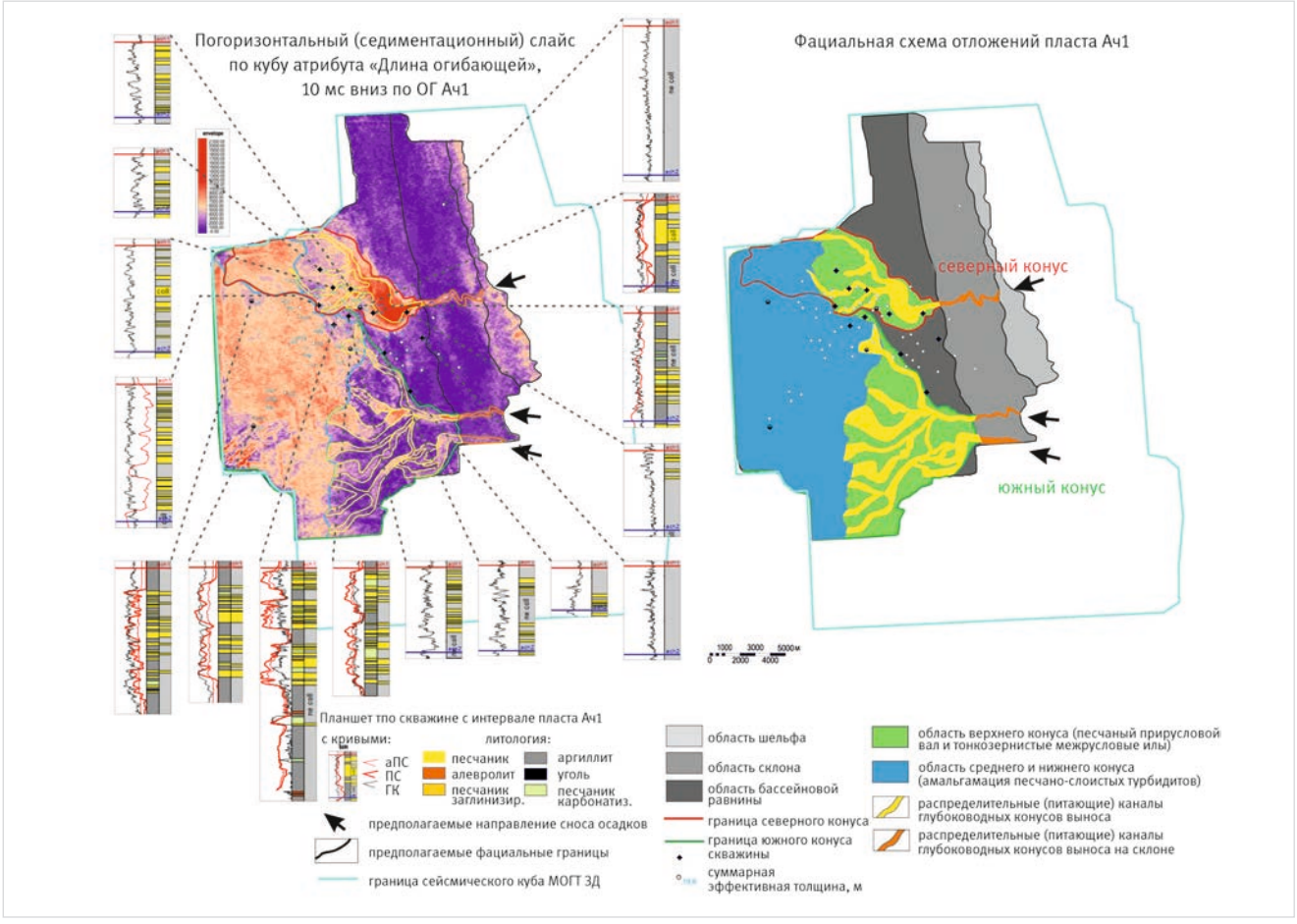


Рис. 5. Карта атрибута «Длина огибающей» и фациальная схема пласта Ач1
Fig. 5. Map of the "Envelope length" attribute and facies scheme of the Ach1 formation

Итоги
В результате выполненного анализа данных ГИС, седиментологических исследований керна, динамических характеристик волнового поля установлено, что выделяемые конусы выноса относятся к песчано-глинистому типу [7], причем северный конус обладает точечным типом питающей системы, в то время как южный — многоточечный с извилистой канальной частью.

Выводы
Показано, что рассматриваемые конусы выноса обладают сложным строением и распределением песчаных осадков, что должно учитываться при поисково-разведочном и эксплуатационном бурении.
Проанализированные данные позволяют более детально спрогнозировать распространение коллектора в южном — слабо разбуренном конусе, охваченном работами МОГТ 3D, а также наметить перспективные зоны севернее исследуемого участка (зона развития среднего склона для северного конуса) и дать рекомендации при последующем бурении.

Литература

1. Александров В.М. Исследования особенностей геологического строения разновозрастных турбидитовых комплексов // Булатовские чтения. 2020. Т. 1. С. 28–35.
2. Мезенцева А.В., Байков Р.П., Зверев К.В. Типизация конусов выноса в ачимовских отложениях Уренгойского месторождения // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2019. Т. 14. № 3. 12 с.
3. Мизенс Г.А. Отложения глубоководных бассейнов геологического прошлого. Екатеринбург: УГГУ, 2005. 80 с.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
5. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность Ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Академия горных наук, 2000. 247 с.
6. Сметанин А.Б., Щергина Е.А., Щергин В.Г., Лац С.А. Концептуальная модель формирования неокомского комплекса Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2019. № 6. С. 75–90.
7. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin. 1994, Vol. 78, issue 5, P. 792–822. (In Eng).

ENGLISH

Results
As a result of the analysis of well logging data, sedimentological studies of the core, and dynamic characteristics of the wave field, it was found that the identified alluvial fans are of the sandy-clay type [7], with the northern fan having a point type of feeding system, while the southern one is multipoint with a winding channel part.

Conclusions
It is shown that the alluvial fans under consideration have a complex structure and distribution of sandy sediments, which should be taken into account in exploration and development drilling.
The analyzed data make it possible to predict in more detail the distribution of the reservoir in the southern, weakly drilled cone covered by CDP 3D operations, as well as to identify promising zones to the north of the study area (the zone of development of the middle slope for the northern cone) and give recommendations for subsequent drilling.

References

1. Aleksandrov V.M. Study of features of the geological structure of multi-age turbidite complexes. Readings of A.I. Bulatov, 2020, Vol. 1, P. 28–35. (In Russ).
2. Mezentseva A.V., Baikov R.P., Zverev K.V. Typification of extension cones in Achimov formation of the Urengoy field. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2019, Vol. 14, issue 3, 12 p. (In Russ).
3. Mizens G.A. Deposits of deep-sea basins of the geological past. Yekaterinburg: USGU, 2005, 80 p. (In Russ).
4. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
5. Nezhdanov A.A., Ponomarev V.A., Turenkov N.A., Gorbunov S.A. Geology and oil and gas bearing of Achmovskaya thickness of West Siberia. Moscow: Publisher of academy of rock sciences, 2000, 247 p. (In Russ).
6. Smetanin A.B., Shchergina E.A., Shchergin V.G., Lats S.A. Conceptual model of neocomian series formation in Western Siberia. Oil and gas geology, 2019, issue 6, P. 75–90. (In Russ).
7. Reading H.G., Richards M. Turbidite systems in deep-water basin margins classified by grain size and feeder system. AAPG Bulletin. 1994, Vol. 78, issue 5, P. 792–822. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хлебников Дмитрий Сергеевич, ведущий специалист сектора базовой (стандартной) обработки и глубинной миграции, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: khlebnikovds1@bnipi.rosneft.ru

Душин Андрей Саитхужевич, к.г.-м.н. эксперт, отдел разработки и мониторинга месторождений (БНД и НАО), ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент, ФГБОУ ВО «УГНТУ», Уфа, Россия

Мартьянова Кристина Вадимовна, ведущий специалист отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Хлебников Михаил Сергеевич, руководитель сектора комплексной интерпретации Западная Сибирь, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Одинцова Марина Юрьевна, ведущий специалист отдела инверсии и динамической интерпретации сейсмических данных, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Габдуллина Екатерина Георгиевна, ведущий специалист отдела инверсии и динамической интерпретации сейсмических данных, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Жерновкова Татьяна Владимировна, главный специалист отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Khlebnikov Dmitry Sergeevich, leading specialist of the basic (standard) processing and deep migration sector, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: khlebnikovds1@bnipi.rosneft.ru

Dushin Andrey Saitkhuzevich, candidate of geology-mineralogical sciences expert of the department of field development and monitoring (BND and NAO), "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia; associate professor, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

Martyanova Kristina Vadimovna, leading specialist of the department of regional geology, "RN-BashNIPIneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Khlebnikov Mikhail Sergeevich, head of integrated interpretation sector Western Siberia, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Odintsova Marina Yurievna, leading specialist of the department of inversion and dynamic interpretation of seismic data, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gabdullina Ekaterina Georgievna, leading specialist of the department of inversion and dynamic interpretation of seismic data, "RN-BashNIPIneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Zhernovkova Tatyana Vladimirovna, chief specialist of the department of regional geology, "RN-BashNIPIneft" LCC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

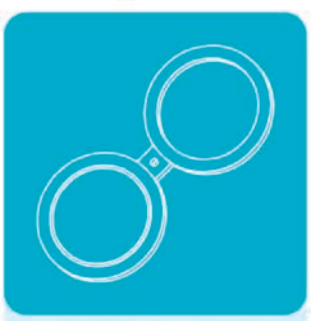
ОНИКС

РАБОТАЕМ С 2006 ГОДА

ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

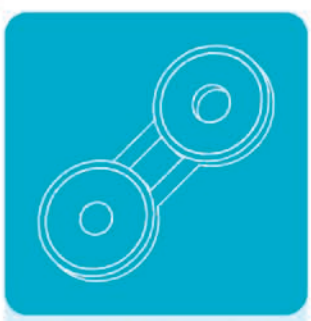
ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

Поворотные и фланцевые заглушки

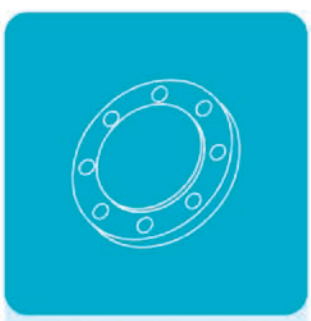


Т-ММ 25-01-06

Т-ММ 25-01-06
с рукояткой

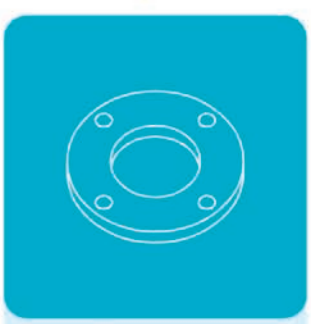


АТК 26-18-5-93

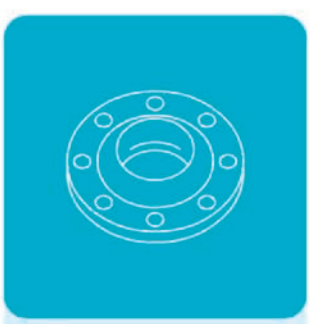


АТК 24.200.02-90
ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15

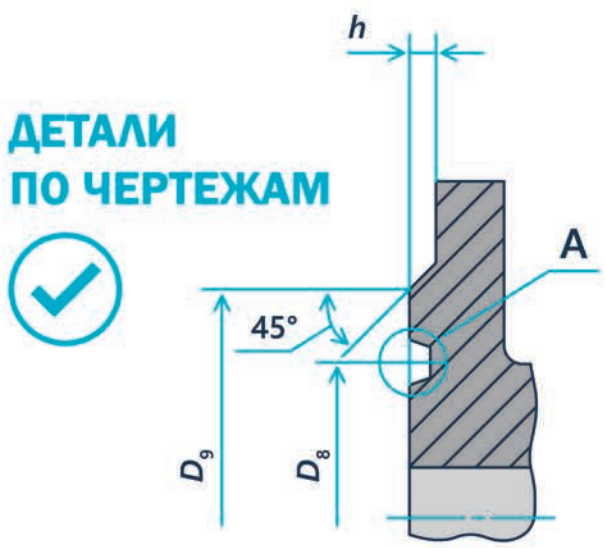


Плоские
тип 01



Воротниковые
тип 11

ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ



Москва 8 499 673-3838
Санкт-Петербург 8 812 328-3838
Екатеринбург 8 343 384-3838

info@onyxspb.ru

onyxspb.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-40-45 УДК 550.8 I Научная статья

Структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения. Часть 1

Сурикова Е.С.[1], **Собакарь М.В.**[1], **Галлямов Р.И.**[1], **Загородний А.В.**[2], **Ахмадуллин М.Э.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ООО «СКН», Губкинский, Россия
es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье проведен анализ современного строения и истории тектонического развития Северо-Комсомольского лицензионного участка. Особое внимание уделено дизъюнктивной тектонике.

Материалы и методы
Комплексная интерпретация данных 3D сейсморазведки и ГИС позволила построить структурный каркас изучаемой площади. Для трассирования разломов использовались седиментационные и горизонтальные слайсы, набор карт атрибутов: Variance, Ant tracking, dip deviation, RMS-амплитуд. Точные результаты получились при выделении разломов с помощью пакета Geoplat, в котором используется алгоритм на основе машинного обучения и нейронных сетей. Для изучения истории тектонического развития использовались палеоструктурный и палеотектонический методы.

Ключевые слова
Западная Сибирь, Северо-Комсомольское месторождение, сдвиги фундамента, новейшая тектоника, 3D сейсморазведка

Для цитирования
Сурикова Е.С., Собакарь М.В., Галлямов Р.И., Загородний А.В., Ахмадуллин М.Э. Структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения. Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 40–45.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-40-45

Поступила в редакцию: 28.07.2023

UDC 550.8 I Original Paper

Structural characteristics, history of tectonic evolution and features of the development of the Severo-Komsomolskoye field. Part 1

Surikova E.S.[1], **Sobakar M.V.**[1], **Gallyamov R.I.**[1], **Zagorodniy A.V.**[2], **Akhmadullin M.E.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]"SKN" LLC, Gubkinsky, Russia
es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article analyzes the modern structure and history of tectonic evolution of the Severo-Komsomolskoye oil-and-gas field. Particular attention is paid to faults.

Materials and methods
Integrated interpretation of 3D seismic and well logging data made it possible to build a structural frame of the study area. For fault tracing we used sedimentary and horizontal slices, a set of attribute maps: Variance, Ant tracking, dip deviation, RMS amplitudes. Accurate results were obtained when faults were identified using the Geoplat package, which uses an algorithm based on machine learning and neural networks. The paleostructural and paleotectonic methods were used to study the history of tectonic development.

Keywords
Western Siberia, Severo-Komsomolskoye oil-and-gas field, basement strike –slip fault, Cenozoic tectonics, 3D seismic

For citation
Surikova E.S., Sobakar M.V., Gallyamov R.I., Zagorodniy A.V., Akhmadullin M.E. Structural characteristics, history of tectonic evolution and features of the development of the Severo-Komsomolskoye field. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 40–45. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-40-45

Received: 28.07.2023

Введение

В статье рассматривается структурная характеристика и история тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения.

Северо-Комсомольское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1969 г. в Ямало-Ненецком автономном округе. По классификации месторождений углеводородов (УВ) оно является крупным, а по запасам высоковязкой нефти — одним из крупнейших в мире. На месторождении используются инновационные решения для добычи высоковязкой нефти: внедрение интеллектуальных систем бурения, скважины с горизонтальными стволами протяженностью более 2 км, использование автономных устройств контроля притока и др.

Согласно нефтегазогеологическому районированию, месторождение расположено в пределах Губкинского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Месторождение содержит

порядка 50 залежей УВ в отложениях от верхнемеловых до юрских (пласты группы ПК, АП, БП, Ач, Ю). Залежь пласта $ПК_1$ покурской свиты сеномана (верхний мел) является основной, состоит из нефтяной оторочки толщиной 20 м и газовой шапки высотой около 40 м.

По тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1] месторождение приурочено к Ярэйскому наклонному мезовалу — положительной структуре второго порядка, осложненной в южной части Верхнетанловским куполовидным поднятием (КП) — изометричной структурой третьего порядка (рис. 1).

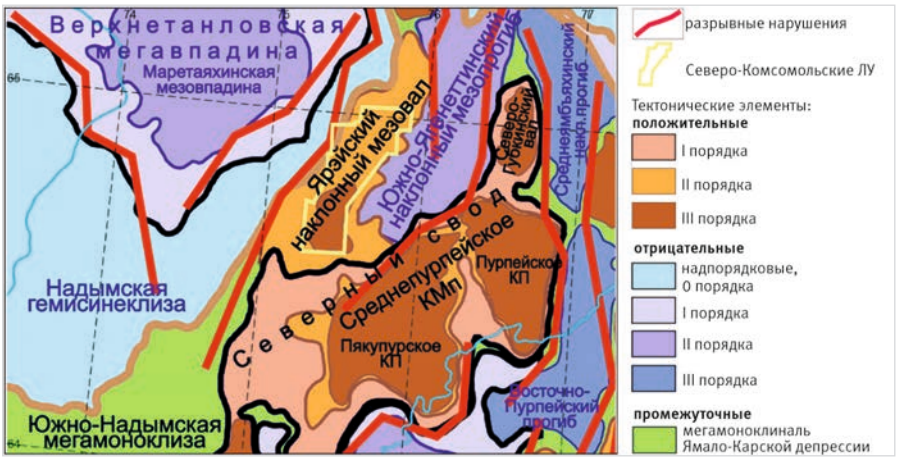


Рис. 1. Фрагмент Тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [1]
Fig. 1. Part of the Tectonic map of Jurassic structural stage of the West Siberian basin [1]

Структурная характеристика и анализ дизъюнктивов

На площади Северо-Комсомольского месторождения с юго-запада на северо-восток протягивается зона левостороннего сдвига фундамента, которая по отложениям мела и кайнозоя представляет собой систему оперяющих разломов северо-восточного — юго-западного простирания (рис. 2, 3). Интенсивная нарушенность разломами площади исследования, несомненно, повлияла на формирование месторождения, строение залежей и сейчас оказывает влияние на разработку. В связи с вышесказанным в статье особое внимание уделено дизъюнктивной тектонике.

Поверхность фундамента Западно-Сибирской плиты имеет расчлененный рельеф, осложнена многочисленными региональными разломами диагональной и ортогональной систем, которые были выделены на тектонических картах фундамента с 70-х годов XX века [2, 16–18]. Открытие, что часть разломов фундамента является сдвигами, было сделано в конце XX века благодаря широкому внедрению 3D-сейсморазведки, потому что надежное картирование сдвигов и осложняющих их кулисообразных оперяющих разломов, эшелонированных приразломных складок возможно только по сейсмическим кубам. Сдвиги фундамента, перекрытого мощным осадочным чехлом, являются ярким примером разлома, при движении по которому напряженное состояние неоднородно как по горизонтали, так и по вертикали и приводит к условиям сжатия и растяжения в чехле и образованию сложного парагенеза присдвиговых разломов и структур. Поведение пород при сдвигах изучено на крупных природных объектах (разлом Сан-Андреас в США, Альпийский в Новой Зеландии, Грейт-Глен в Шотландии и др.) с помощью физического моделирования и тектонофизического анализа [4, 8, 9, 10, 12–15].

Сдвиги фундамента Западной Сибири изучаются всего порядка 15 лет, но уже накоплен довольно представительный материал по кинематике и механике разломообразования, изучению осложняющих структур [6–8, 9, 10, 19]. По геомеханике в пределах фундамента Западной Сибири установлены сдвиги по модели Риделя (1929 г.) — формирование систем разрывов в механической обстановке простого сдвига, когда разрывы возникают под действием тангенциальных напряжений, блоки перемещаются по ним, испытывая разворот, ротацию [10].

Структурная характеристика приведена на основе структурных карт (рис. 2) основных отражающих сейсмических горизонтов (ОГ): А (кровля доюрского основания, кровля палеозоя), Б (кровля баженовской свиты, верхняя юра), М (кровля глинистой пачки в низах покурской свиты, нижний мел, апт), Г (кровля кузнецовской свиты, верхний мел, турон), С (кровля ганькинской свиты, кровля мела).

Рельеф доюрского основания (ОГ А, рис. 2) наиболее контрастный среди всех ОГ и нарушен системами разломов (рис. 3а):

1. Генеральный сдвиг фундамента и осложняющая его система разрывов, в том числе разломы северо-западного – юго-восточного направления в южной части восточного блока (сопряженные сколы Риделя).
2. Субмеридиональные разломы в северной части площади.

Максимальное число как по количеству, так и по суммарной протяженности (рис. 3а) составляют разломы субмеридионального направления (0-10°), средняя длина которых 1,2 км. Разломы двух систем затухают в нижнемеловых отложениях. Зона сдвигового разлома фундамента в виде оперяющих сбросов сечет весь осадочный чехол (рис. 4). В западном блоке с юга на север протягивается гряда из двух небольших по площади куполов с амплитудами 40 и 20 м, объединенных в единую приподнятую зону, и отдельный купол амплитудой 30 м севернее. Наиболее погруженная зона расположена на севере блока. Восточный блок имеет более расчлененный рельеф, чем западный (табл. 1).

Практически весь восточный блок занимает неизометричное поднятие, на восток выходящее за пределы ЛУ, максимально приподнятая зона поднятия — на юго-востоке и в центральной части блока.

В рельефах юрских и нижнемеловых горизонтов (ОГ Б и М) системы разломов совпадают с выделенными по фундаменту (рис. 2, рис. 3а).

В рельефе ОГ Б (рис. 2) вблизи основного разлома выделяется приподнятая зона как в западном, так и в восточном блоках, но по единой изолинии поднятие не оконтуривается. Можно выделить отдельные купола амплитудой до 20 м и крупное изометричное поднятие в южной части восточного блока — наиболее приподнятая зона (Верхнетанловское КП).

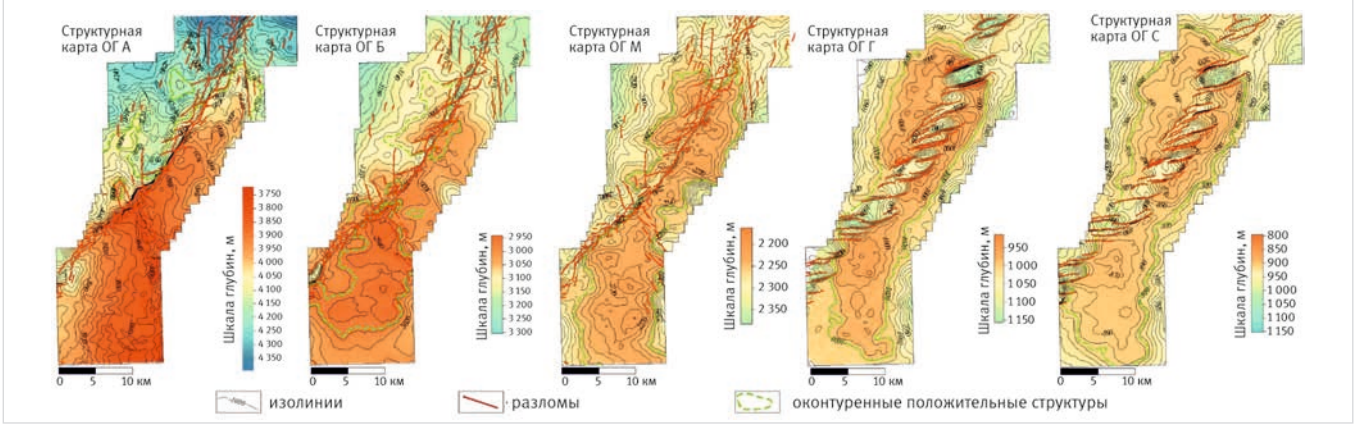


Рис. 2. Структурные карты основных отражающих сейсмических горизонтов
Fig. 2. Structural maps of the main seismic reflectors

В структурном плане ОГ М (рис. 2) выделяется единое валообразное поднятие с изрезанными краями, разделенное разломной зоной.

В рельефах верхнемеловых и кайнозойских ОГ (Г, С) выделяется изометричное валообразное поднятие, амплитуда которого максимальна по ОГ Г и составляет порядка 80 м (табл. 1).

Поднятие нарушено кулисообразными разломами осадочного чехла, ассоциированными с левым сдвигом фундамента (рис. 2). Другие системы разломов по этим уровням не выделяются. Направление кулис — северо-восточное (60–70°), на юге ЛУ — до субширотного. Направление падения плоскостей кулисных разломов — на север. Средняя длина разломов 3,3 км. То есть вверх по разрезу наблюдается объединение отдельных разломов в более протяженные. На рисунке 4 показано два разреза — параллельно и вкрест сдвигу. Видно, что сверху вниз разломы веерообразно сходятся в единую разломную зону по горизонту фундамента, образуя форму типа «цветка». По сейсмическим разрезам эти разломы по фундаменту безамплитудные, а вверх по разрезу амплитуда увеличивается и достигает максимума (до 90 м) по ОГ Г сеномана (рис. 4).

История тектонического развития

Восстановление истории тектонического развития проводилось на основе метода мощностей [3, 5, 11]. Использование метода обосновано, так как основные отражающие сейсмические горизонты представляют собой мегарегиональные флюидоупоры, сформированные во время трансгрессий в морских обстановках в условиях тектонического покоя, имеющие однородный глинистый литологический состав, выдержанную мощность и широкое распространение по площади Западно-Сибирского бассейна, что позволяет использовать их в качестве квазиизохронных поверхностей выравнивания. При интерпретации карт толщин сейсмокомплексов увеличенные мощности говорят об относительном прогибании территории, а уменьшенные — о воздымании.

Карта толщин юрских отложений (между ОГ А и Б) показывает тектонические процессы, имевшие место на территории исследования в юре, и палеорельеф доюрского основания на момент отложения пород баженовской свиты. Палеорельеф доюрского основания на момент отложения баженовской свиты в западном блоке представлял собой депрессионную зону, где на протяжении юры находился эпицентр прогибания, с повышением рельефа вдоль восточной границы куба, в восточном блоке — приподнятая зона с множеством куполов, которые испытывали тенденцию к росту (рис. 5).

В раннем мелу (титон-апт) эпицентр воздымания сосредоточен в южной части восточного блока, а эпицентр прогибания — на севере ЛУ (рис. 5). В раннем — позднем мелу (апт-маастрихт) осадконакопление на территории исследования не сопровождалось значительными перестройками структурного плана (рис. 5).

В кайнозое происходит интенсивное воздымание по отложениям осадочного чехла и формирование единой валообразной структуры-ловушки для крупного Северо-Комсомольского месторождения (рис. 5). Если смотреть современный рельеф (рис. 2), то самая крупная залежь месторождения в пласте $ПК_1$ (ОГ Г) сконцентрирована в нарушенной разломной зоной антиклинальной ловушке, которая, как было показано выше, сформирована в кайнозойский этап тектонической активизации.

Рельеф фундамента с юры до кайнозоя (рис. 6) практически не менялся: западный блок занимала депрессионная зона, которая испытывала тенденцию к относительному прогибанию, в восточной части — поднятие, которое испытывало тенденцию к относительному воздыманию.

В рельефе баженовской свиты, как и всех вышезалегающих горизонтов, единая положительная структура оформилась в кайнозое. До этого времени с момента отложения пород свиты рельеф практически не менялся, представлял собой приподнятую зону на месте современного Верхнетанловского КП на юге ЛУ (рис. 7). Таким образом, кайнозойский этап тектонической эволюции был основным в формировании крупной положительной приразломной структуры в осадочном чехле.

Вследствие новейшей тектоники в рельефах горизонтов осадочного чехла произошло формирование единой крупной валообразной структуры. Разделенные разломной зоной западная и восточная части вала имеют различную природу образования: восточная часть сформирована над серией выступов доюрского основания, которые испытывали

Табл. 1. Характеристика современного рельефа основных отражающих сейсмических горизонтов
Tab. 1. Characteristics of the modern relief of the main reflecting seismic horizons

ОГ	Западный блок			Восточный блок			Единое поднятие
	мин. а.о., м	макс. а.о., м	Перепад высот, м	мин. а.о., м	макс. а.о., м	Перепад высот, м	
А	-4 375	-3 950	425	-4 365	-3 770	595	отдельные купола амплитудой до 60 м
Б	-3 270	-2 975	295	-3 190	-2 925	265	отдельные купола амплитудой до 20 м
М	-2 370	-2 215	155	-2 355	-2 200	155	единое поднятие с оконтуривающей изолинией -2 250, амплитудой 50 м
Г	-1 090	-960	130	-1 110	-965	145	единое поднятие с оконтуривающей изолинией -1 035, амплитудой 79 м
С	-995	-860	135	-1 015	-850	165	единое поднятие с оконтуривающей изолинией -920, амплитудой 70 м

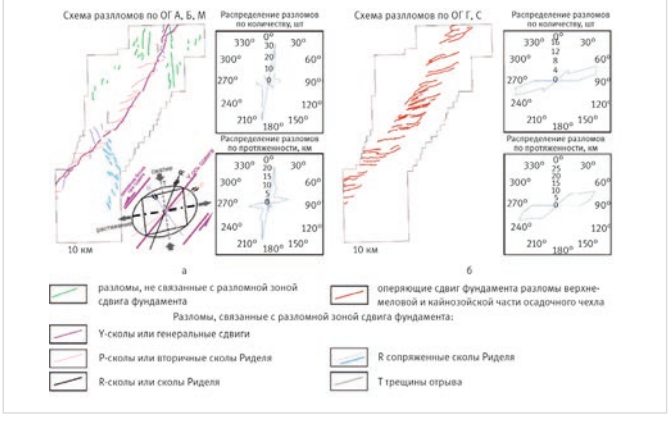


Рис. 3. Схема и статистика разломов на Северо-Комсомольском ЛУ: а — по отложениям фундамента, юры и нижнего мела, б — по отложениям мела и кайнозоя
Fig. 3. Scheme and statistics of faults in the Severo-Komsomolsky license area: a – in basement, Jurassic and Lower Cretaceous deposits, б – in Upper Cretaceous and Cenozoic deposits

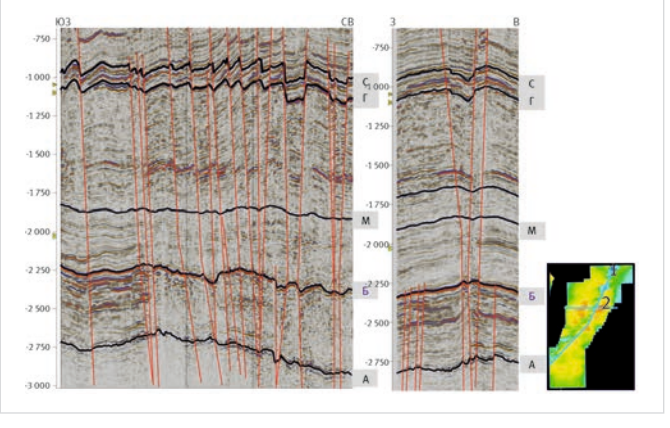


Рис. 4. Временные сейсмические разрезы вдоль и поперек системы кулисных разломов
Fig. 4. Time cross sections along and across the echelon fault system

рост в меловое время, западная часть вала является «бескорневой» структурой осадочного чехла, образовавшейся вследствие субмеридиональной транспрессии в альпийское время тектонической активизации.

Физическое моделирование структурообразования в осадочном чехле над сдвигами фундамента, произведенное специалистами МГУ, доказывает формирование крупных валов на севере Западной Сибири в обстановке локальной транспрессии и опровергает гипотезу о формировании валов как складок присдвигового волочения [9]. Эти выводы согласуются с результатами авторов. Но, помимо сочетания обстановок сдвига и сжатия при формировании вала, авторы полагают, что в случае Северо-Комсомольской структуры важное значение имел изначальный рельеф фундамента — наличие выступов фундамента в восточном блоке предопределило бóльшую амплитуду этой половины вала и, возможно, более высокий уровень ВНК в этом блоке.

Итоги

Анализ современного рельефа отражающих горизонтов показал:

- вверх по разрезу наблюдается уменьшение перепада высот, т.е. общее выполаживание рельефа;
- единое валообразное поднятие выделяется по меловым и кайнозойским горизонтам, по подстилающим отложениям можно выделить только отдельные купола;
- амплитуда единого валообразного поднятия максимальна по ОГ Г кровли сеномана;
- амплитуда кулисных сквозных разломов увеличивается вверх по разрезу, достигая 80 м по основной залежи пласта $ПК_1$.

В результате восстановления истории тектонического развития подтвержден кайнозойский возраст образования вала. Показано, что восточная часть сформирована над серией выступов доюрского основания, западная часть вала является «бескорневой» структурой осадочного чехла. Выдвинуто предположение, что наличие выступов фундамента в

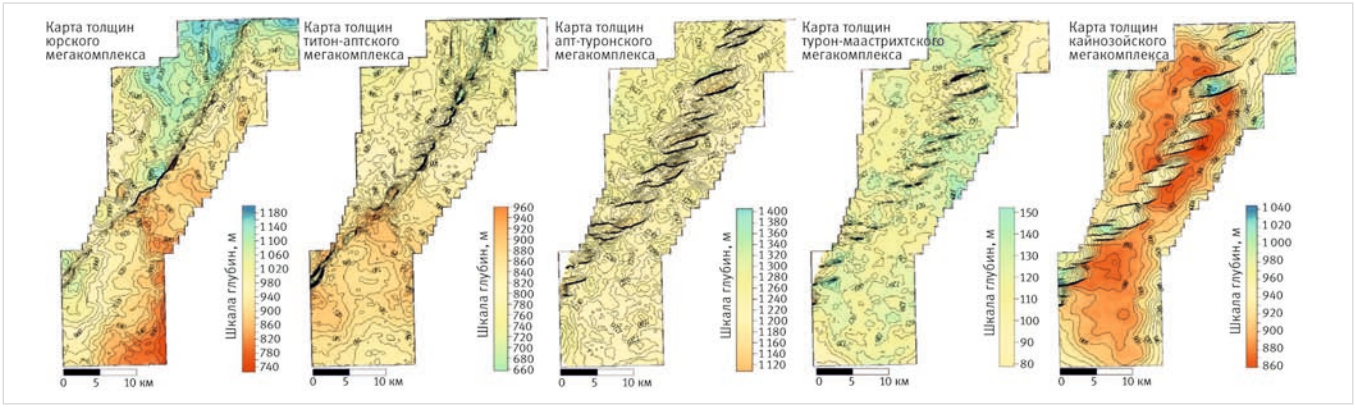


Рис. 5. Карты толщин сейсмокомплексов
Fig. 5. Seismic complexes thicknesses maps

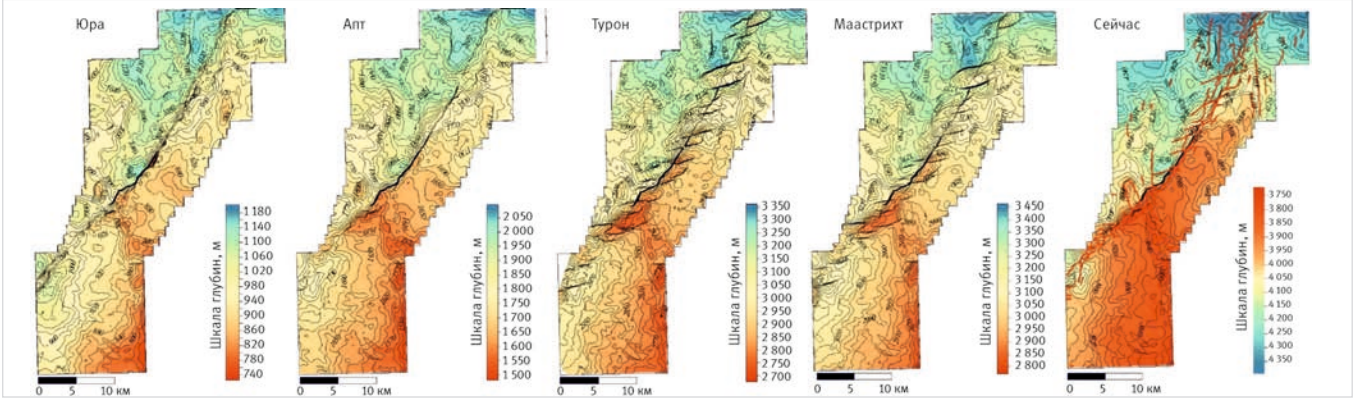


Рис. 6. Эволюция рельефа фундамента во времени
Fig. 6. Evolution of the basement relief in time

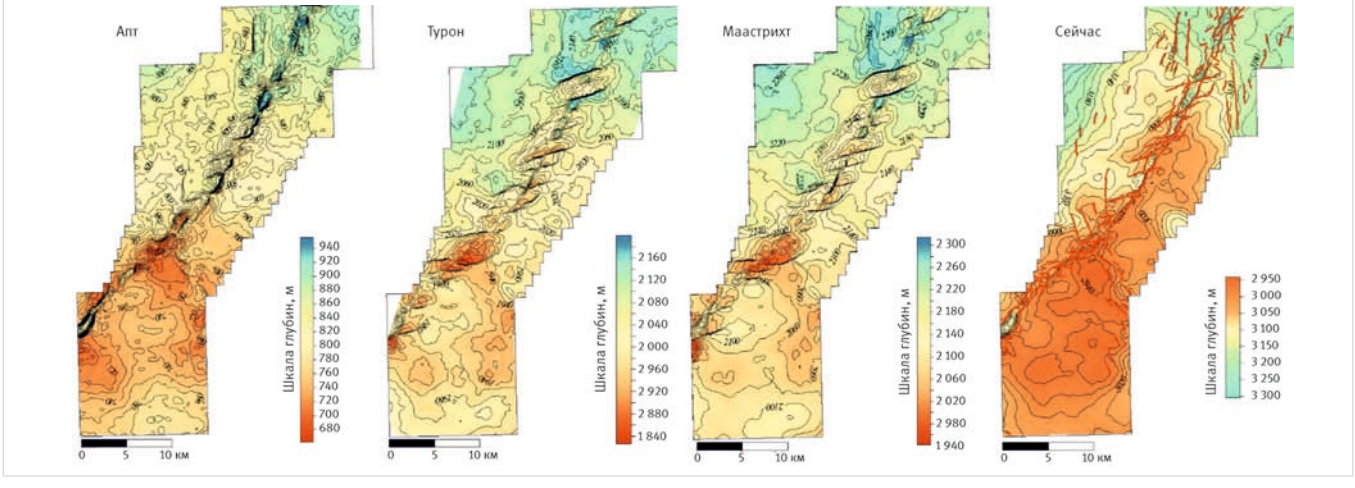


Рис. 7. Эволюция рельефа баженовской свиты во времени
Fig. 7. Evolution of the Bazhenovskaya formation relief in time

восточном блоке предопределило бóльшую амплитуду структуры и более высокий уровень ВНК в этом блоке.

Выводы

На севере Западной Сибири широко распространены сдвиги фундамента. Приведенный в статье анализ структурной характеристики и истории тектонического развития Северо-Комсомольского месторождения полезен для лучшего понимания формирования структур-ловушек, ассоциированных со сдвигами фундамента. Ранее специалистами было выделено два типа структур на севере Западной Сибири: корневые и бескорневые. В статье выделен новый «комплексный» тип, т.к. показано, что вал является комплексной структурой: восточный блок — корневая структура, западный — бескорневая.

Литература

1. Беляев С.Ю., Конторович А.Э., Конторович В.А. Тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, масштаб: 1:5500000. Сибирское отделение РАН, 2001.
2. Сурков В.С. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской платформы и ее обрамления. Масштаб: 1:5500000. М.: МинГео СССР, 1974.
3. Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. 1940. № 2–3. С. 14–28.
4. Борняков С.А. Тектонофизический анализ процесса формирования трансформной зоны в упруговязкой модели // Проблемы разломной тектоники. Новосибирск: Наука, 1981. С. 26–44.
5. Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л. Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. М.: АН СССР. 1960. С. 115–166.
6. Гогоненков Г.Н., Кашик А.С., Тимурзиев А.И. Горизонтальные сдвиги фундамента Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2007. № 3. С. 3–11.
7. Гогоненков Г.Н., Тимурзиев А.И. Сдвиговые деформации в чехле Западно-Сибирской плиты и их роль при разведке и разработке месторождений нефти и газа // Геология и геофизика. 2010. Т. 51. № 3. С. 384–400.
8. Гончаров М.А., Фролова Н.С. Парадокс ориентировки некоторых новейших нефтегазоносных брахиантиклиналей сдвиговых зон вдоль оси максимального сжатия: тектонофизическое истолкование // Общие и региональные проблемы тектоники и геодинамики. Материалы XLI Тектонического совещания. 2008. Т. 1. С. 218–222.
9. Корбутяк А.Н., Фролова Н.С., Мишакина А.А. Физическое моделирование структурообразования в осадочном чехле над разломом фундамента. Сопоставление с эшелонированными валообразными нефтегазоносными поднятиями севера Западно-Сибирской плиты // Каротажник. 2018. № 3. С. 57–67.
10. Короновский Н.В., Гогоненков Г.Н., Гончаров М.А., Тимурзиев А.И., Фролова Н.С. Роль сдвига вдоль горизонтальной плоскости при формировании структур «пропеллерного» типа // Геотектоника. 2009. № 5. С. 50–64.
11. Машкович К.А. Методы палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976. 221 с.
12. Михайлова А.В. Геодинамические характеристики структур, образовавшихся в слое над активными разломами фундамента // Геофизика XXI столетия. Сборник трудов VIII геофизических чтений им. В.В. Федынского. 2007. С. 111–118.
13. Парфенов В.Д., Жуковский С.Д. Моделирование хрупкого разрушения в условиях деформации сдвигания // Геотектоника. 1966. № 4. С. 112-117.
14. Семинский К.Ж. Внутренняя структура континентальных разломных зон. Тектонофизический аспект. Новосибирск: СО РАН, 2003. 244 с.
15. Стоянов С.С. Механизм формирования разрывных зон. М.: Недра, 1977. 144 с.
16. Сурков В.С., Варламов А.И., Ефимов А.С., Гришин М.П., Кузнецов В.Л., Старосельцев В.С., Лотышев В.И., Смирнов Л.В. Консолидированная кора платформенных областей Сибири // Разведка и охрана недр. 2007. № 8. С. 3–9.
17. Сурков В.С., Смирнов Л.В. Строение и нефтегазоносность фундамента Западно-Сибирской плиты // Отечественная геология. 2003. № 1. С. 10–16.
18. Сурков В.В., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
19. Тимурзиев А.И., Гогоненков Г.Н. Новейшая сдвиговая тектоника осадочных бассейнов: от нефтегазогеологического районирования недр до технологии поисков и разведки глубокозалегающих месторождений углеводородов // Вести газовой науки. 2012. № 1. С. 68–85.

ENGLISH

Results

An analysis of the reflectors modern relief showed:

- decrease in relief range upsection, that is general flattening of the surfaces upsection;
- a swell-like uplift can be contoured in Cretaceous and Cenozoic reliefs; only individual domes can be contoured in the underlying deposits reliefs;
- the amplitude of the swell reaches maximum in relief reflector G;
- amplitude of echelon faults increase up the section, reaching 80 m in relief reflector G (PK_1 bed).

As a result of the analysis of tectonic evolution, the Cenozoic age formation of the swell was confirmed. It is shown that the eastern part is formed over pre-Jurassic basement highs, the western part of the swell is a “rootless” structure of the sedimentary cover. It has been suggested that the presence of basement highs in the eastern part predetermined a larger amplitude of the structure and a higher level of OWC in this part.

Conclusions

Basement strike-slip faults are widespread in the north of Western Siberia. The analysis of the structural characteristic of seismic reflectors and history of tectonic evolution of the Severo-Komsomolskoye field is useful for a better understanding of the formation of traps associated with basement strike-slip faults. Previously, experts identified two types of structures in the north of Western Siberia: “rooted” and “rootless”. The article highlights a new “complex” type, because it is shown that the swell is a complex structure: the eastern part is a “root” structure, the western part is “rootless”.

References

1. Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E., Kontorovich V.A. Tectonic map of the Jurassic structural tier of the Western-Siberian oil-gas bearing province. Scale 1:5500000. IGNG SO RAN, 2001. (In Russ).
2. Surkov V.S. Tectonic map of the basement of the West Siberian platform and its framing. Scale: 1:5500000. Moscow: USSR Ministry of Geosciences, 1974. (In Russ).
3. Belousov V.V. Thickness of deposits as an expression of the mode of oscillatory movements of the earth’s crust. Soviet Geology, 1940, issue 2–3, P. 14–28. (In Russ).
4. Bornyakov S.A. Tectonophysical analysis of the formation of a transformon zone in an elastoviscous model. Problems of Fault Tectonics. Novosibirsk: Nauka, 1981, P. 26–44. (In Russ).
5. Garetsky R.G., Yanshin A.L. Tectonic thickness analysis. Methods of studying tectonic structures. Moscow: AN USSR, 1960, P. 115–166. (In Russ).
6. Gogonenkov G.N., Kashik A.S., Timurziev A.I. Horizontal displacements of West Siberia’s basement. Oil and gas geology, 2007, issue 3, P. 3–11. (In Russ).
7. Gogonenkov G.N., Timurziev A.I. Strike-slip faults in the West Siberian basin: implications for petroleum exploration and development. Geology and geophysics, 2010, Vol. 51, issue 3, P. 384–400. (In Russ).
8. Goncharov M.A., Frolova N.S. The paradox of the orientation of some recent oil-and-gas-bearing brachyanticlines of shear zones along the axis of maximum compression: tectonophysical interpretation. General and regional problems of tectonics and geodynamics. Proceedings of the XLI Tectonic Meeting, 2008, Vol. 1, P. 218–222. (In Russ).
9. Korbutyak A.N., Frolova N.S., Mishakina A.A. Physical modeling of structure formation in the sedimentary cover above the basement fault. Comparison with echeloned swell-like oil-and-gas-bearing uplifts in the north of the West Siberian Plate. Karotazhnik, 2018, issue 3, P. 57–67. (In Russ).

10. Koronovskii N.V., Gogonenkov G.N., Goncharov M.A., Timurziev A.I., Frolova N.S. Role of shear along horizontal plane in the formation of helicoidal structures. Geotectonics, 2009, issue 5, P. 50–64. (In Russ).
11. Mashkovich K.A. Methods of paleotectonic research in the practice of oil and gas prospecting. Moscow: Nedra, 1976, 221 p. (In Russ).
12. Mikhailova A.V. Geodynamic characteristics of structures formed in the layer above active foundation faults // Geophysics of the XXI century. Collection of works of the VIII Geophysical readings named after V.V. Fedynsky. 2007. P. 111–118. (In Russ).
13. Parfenov V.D., Zhukovsky S.D. Modeling of brittle fracture under shear deformation. Geotectonics, 1966, issue 4, P. 112–117. (In Russ).
14. Seminsky K.Zh. Internal structure of continental fault zones. Tectonophysical aspect. Novosibirsk: Siberian branch of the Russian academy of sciences, 2003, 244 p. (In Russ).
15. Stoyanov S.S. The mechanism of formation of discontinuous zones. Moscow: Nedra, 1977, 144 p. (In Russ).
16. Surkov V.S., Varlamov A.I., Efimov A.S., Grishin M.P., Kuznetsov V.L., Staroseltsev V.S., Lotyshev V.I., Smirnov L.V. Consolidated crust of the platform areas of Siberia. Prospect and protection of mineral resources, 2007, issue 8, P. 3–9. (In Russ).
17. Surkov V.S., Smirnov L.V. Structure and oil and gas potential of the foundation of the West Siberian plate. Otechestvennaya geologiya, 2003, issue 1, P. 10–16. (In Russ).
18. Surkov V.V., Zhero O.G. Foundation and development of the platform cover of the West Siberian plate. Moscow: Nedra, 1981, 143 p. (In Russ).
19. Timurziev A.I., Gogonenkov G.N. The latest strike-slip tectonics of sedimentary basins: from oil and gas geological subsurface zoning to the technology of prospecting and exploration of deep hydrocarbon deposits. Vesti gazovoy nauki, 2012, Vol. 1, P. 68–85. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сурикова Екатерина Сергеевна, к.г.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Собакарь Михаил Владимирович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Галлямов Руслан Ирекович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Загородний Антон Владимирович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «СКН», Губкинский, Россия

Ахмадуллин Марат Эдгарович, начальник управления, ООО «СКН», Губкинский, Россия

Surikova Ekaterina Sergeevna, candidate of geology and mathematics, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: es_surikova@bnipi.rosneft.ru

Sobakar Mikhail Vladimirovich, chief project engineer, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gallyamov Ruslan Irekovich, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Zagorodniy Anton Vladimirovich, deputy general director, chief geologist, “SKN” LLC, Gubkinsky, Russia

Akhmadullin Marat Edgarovich, head of department, “SKN” LLC, Gubkinsky, Russia

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

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

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

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

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

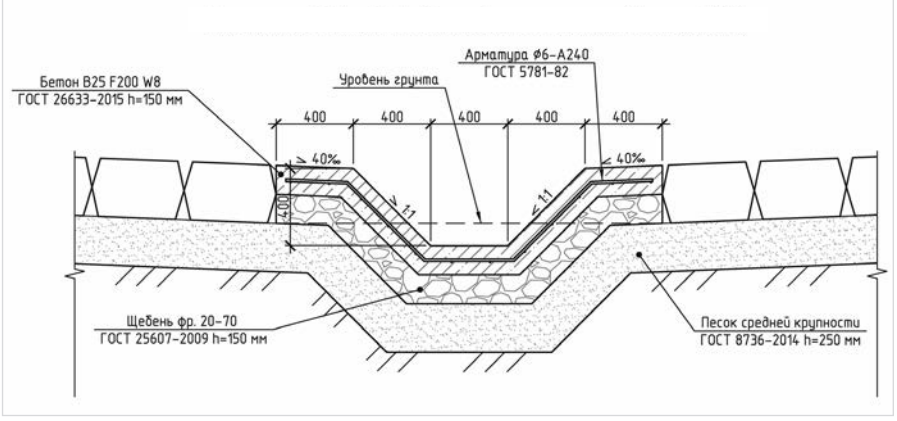
Опыт замены традиционных решений поверхностного водоотвода на бетонное полотно на объектах нефтегазовой отрасли

Технологию бетонирования, устройства железобетонных лотков или стальных «полутруб» для организации водотоков, гидроизоляции сооружений, укрепления склонов от размыва и эрозии принято считать традиционными решениями. Однако специфика устройства траншей и водотоков по классическим методам предусматривает использование тяжелой техники и смешивающего оборудования. Но в условиях труднодоступной местности и больших перепадов температур, характерных для объектов нефтегазовой отрасли, технология бетонирования становится недоступна, а транспортировка железобетонных лотков повышает логистические издержки.

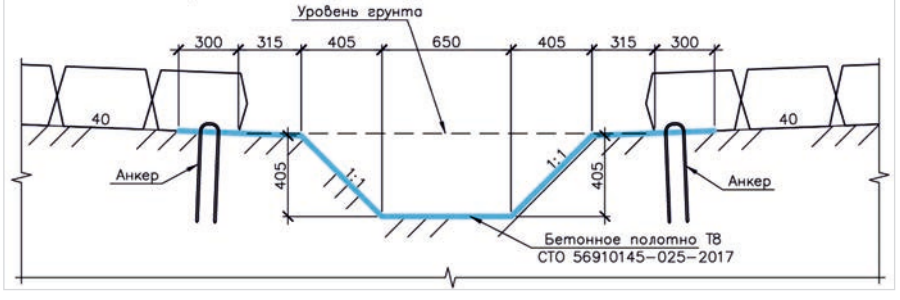
Учитывая специфику применения технологий на нефтегазовых месторождениях, необходимо выбирать из огромного количества решений, представленных на рынке, наиболее надежное и экономически эффективное.

Техническое решение для формирования каналов, водоотводов, защиты склонов и гидроизоляции при помощи **бетонного полотна СТО 56910145-025-2017** предоставляет комплекс неоспоримых преимуществ при организации работ:

Укрепление водоотвода бетонным полотном



Укрепление водоотводной канавы монолитным бетоном (1:20)



Укрепление водоотводной канавы бетонным полотном Т8

- водостойкость конструкции;
- трещиностойкость и долговечность сооружения;
- устойчивость к УФ, щелочам, кислотам и нефтепродуктам;
- быстрый монтаж в любых условиях;
- простоту транспортировки.

Бетонное полотно — это рулонный геокомпозитный материал, состоящий из прошитых между собой полотен нетканого геотекстиля, заполненных сухой бетонной смесью, легко складывается и режется. При увлажнении и последующем высыхании материал формирует прочное гидроизолирующее покрытие заданной формы, допускает крутые изгибы. Бетонные полотна изготавливаются стандартной толщины 5, 8 и 13 мм, ширина рулона 2 м, длина намотки рулона 20 м.

Опыт применения технологии

Продемонстрируем замену традиционных решений водоотвода на бетонное полотно на примере строительства участка водоотводной канавы на территории водозабора ООО «Иркутский завод полимеров».

Для проведения опытно-промышленной эксплуатации в рамках сотрудничества с Иркутской нефтяной компанией было передано бетонное полотно Т8 толщиной 8 мм.

В июне 2023 года на строительной площадке осуществлен монтаж опытного участка водоотводной канавы. Полосы бетонного полотна уложены внахлест по направлению потока воды, закреплены по верху канавы с помощью анкеров и соединены между собой при помощи саморезов. По окончании монтажа осуществлен пролив водой.

По результатам монтажа и эксплуатации составлен акт, согласно которому бетонное полотно Т8 рекомендовано в качестве замены проектных железобетонных лотков.

Бетонные полотна успешно применены при обустройстве поверхностных водостоков:

- Иркутская область (автодорога «Байкал» Р-258);
- Курганская область (автодорога Р-254);
- Забайкальский край (автодорога А-350) и пр.

ТЕХПОЛИМЕР
группа компаний
www.texpolimer.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-47-50 УДК 622.276.3 I Научная статья

Экспресс-расчет параметров трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ»

Волков М.Г.[1,2], **Исламов Р.А.**[1], **Андреев Е.Ю.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]УГНТУ, Уфа, Россия
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье описана методика, разработанная для расчета прогнозных показателей эксплуатации горизонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта с гибридными дизайнами, пробуренной в неоднородном по строению и свойствам пласте. Методика основана на восстановлении геомеханических свойств в интервале инициации трещины гидравлического разрыва пласта по данным из кубов свойств в гидродинамической модели, автоматическом расчете параметров трещины в симуляторе гидроразрыва пласта по заданному дизайну, использовании рассчитанных параметров трещины в гидродинамическом симуляторе.

Материалы и методы
Для решения задачи в работе предлагается:
- восстановление кубов геомеханических свойств по данным из кубов свойств в гидродинамической модели;
- автоматическое построение 1D геомеханической модели из кубов геомеханических свойств в каждом интервале инициации трещины гидравлического разрыва пласта;
- передача 1D геомеханической модели и дизайна закачки в симулятор гидроразрыва пласта, автоматический расчет параметров и распределения свойств в трещине;
- передача карты проводимости в гидродинамический симулятор, гидродинамический расчет.

Ключевые слова
гидравлический разрыв пласта, гидродинамическое моделирование, геомеханическая модель, низкопроницаемый пласт

Для цитирования
Волков М.Г., Исламов Р.А., Андреев Е.Ю. Экспресс-расчет параметров трещин гидравлического разрыва пласта в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ» // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 47–50. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-47-50

Поступила в редакцию: 01.08.2023

UDC 622.276.3 I Original Paper

Express calculation of hydraulic fracture parameters in a hydrodynamic simulator “RN-KIM”

Volkov M.G.[1,2], **Islamov R.A.**[1], **Andreev E.Yu.**[1]
[1]“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article describes a methodology developed for calculating the predicted performance of horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing with hybrid structures drilled in a reservoir that is heterogeneous in structure and properties. Tolerance technique for restoring geomechanical properties in the interval and repairing hydraulic fracturing fractures according to data from property cubes in the hydrodynamic model, automatic calculated fracture parameters in the hydraulic fracturing simulator according to a given design, a set of calculated fracture parameters in the hydrodynamic simulator.

Materials and methods
To solve the problem, the work proposes:
- reconstruction of cubes of geomechanical properties according to data from cubes of properties in hydrodynamic model;
- automatic construction of a 1D geomechanical model from cubes of geomechanical properties in each interval of hydraulic fracturing initiation;
- transfer of 1D geomechanical model and injection design to the hydraulic fracturing simulator, automatic calculation of parameters and distribution of properties in the fracture;
- transmission of the conductivity map to the hydrodynamic simulator, hydrodynamic calculation.

Keywords
hydraulic fracturing, hydrodynamic modeling, geomechanical model, tight reservoir

For citation
Volkov M.G., Islamov R.A., Andreev E.Yu. Express calculation of hydraulic fracture parameters in a hydrodynamic simulator “RN-KIM”. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 47–50. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-47-50

Received: 01.08.2023

Введение

В Западной Сибири активно вводятся в эксплуатацию объекты разработки с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) в ачимовской толще и тюменской свите [1, 2]. Коллекторы характеризуются сложным строением, большой неоднородностью распределения свойств, низкой проницаемостью (менее 10^{-15} м^2). Для разработки объектов с ТРИЗ используются горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). Современные направления развития технологий заканчивания горизонтальных скважин направлены на увеличение длины горизонтального участка, увеличение количества стадий гидравлического разрыва пласта (ГРП), применение инновационных гибридных дизайнов ГРП с большим объемом технологической жидкости и массой пропанта на стадию [3, 4].

Для выбора эффективной системы заканчивания и прогнозирования динамики показателей эксплуатации новой скважины выполняются расчеты в расчетных формах с использованием средних темпов падения и характеристик вытеснения или в гидродинамическом симуляторе. Параметры трещин ГРП (геометрия и проницаемость) берутся из отчетов по выполненным операциям. Параметры трещины (полудлина x_f, высота h_f, ширина w_f и проницаемость k_f) предполагаются постоянными, трещина располагается симметрично относительно интервала перфорации (порта ГРП). Такой подход к моделированию применим для трещины ГРП с ограниченной массой пропанта (полудлина x_f меньше размера песчаных тел) в выдержанном по площади и разрезу пласте. В случае неоднородного по строению пласта, бурения длинного горизонтального ствола и применения большеобъемных обработок (объем рабочей жидкости больше 1 000 м^3, масса пропанта больше 200 т) такой подход приводит к значительным отклонениям расчетной продуктивности скважины от фактической. Основная причина — это отличие геомеханической модели в интервале инициации трещины ГРП от эталонной геомеханической модели, которая строится в опорной скважине и используется для всех портов. Интервал инициации трещины ГРП также может значительно отличаться от принятого интервала в эталонной модели.

Целью работы является создание методики экспресс-расчета геомеханической модели для каждой стадии ГРП по данным из кубов свойств в гидродинамической модели, расчета параметров трещины ГРП в симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» [5] по заданному дизайну, расчет прогнозных показателей эксплуатации скважины с параметрами трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ» [6].

Построение 1D геомеханической модели в гидродинамическом симуляторе

Для решения задачи построения 1D геомеханической модели (включает минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга и коэффициент Пуассона) и расчета параметров трещины ГРП на первом этапе в опорной скважине [7, 8] по результатам специального комплекса ГИС (широкополосный акустический каротаж, плотностной каротаж) и геомеханическим исследованиям керна рассчитываются статические модуль Юнга, коэффициент Пуассона, горизонтальные и вертикальное напряжения. По результатам выполненного ГРП производится настройка модели на фактические данные динамики давления, производится корректировка модели на смыкающее напряжение. На втором этапе в опорной скважине из гидродинамической модели выгружаются одномерные массивы (по вертикальной координате) из кубов свойств (пористость, проницаемость, литология, связанная водонасыщенность). Методом регрессии находится зависимость, наилучшим образом описывающая 1D геомеханическую модель (по максимальной достоверности аппроксимации). В случае отсутствия опорной скважины используются данные по литологии: в ячейках со значениями песчанистости больше нуля рассчитываются геомеханические свойства для коллектора, при значениях, равных нулю — геомеханические свойства для неколлектора.

Для проверки работоспособности предложенного решения выбрана наклонно-направленная скважина, пробуренная в интервале ачимовской толщи. В скважине проведен расширенный комплекс ГИС, выполнены геомеханические исследования керна, что позволило построить 1D геомеханическую модель. По результатам ГРП в скважине была выполнена адаптация модели на фактические данные. В секторной гидродинамической модели построены одномерные массивы свойств пористости, проницаемости, литологии, связанной водонасыщенности по ячейкам, которые пересекла траектория скважины. Эти массивы использованы для построения 1D геомеханической модели. Параметры для восстановления зависимости геомеханической модели от свойств гидродинамической модели подбирались методом регрессии. На рисунке 1 представлено сравнение минимального горизонтального напряжения, рассчитанного по данным ГИС и данным из кубов свойств в гидродинамической модели. На рисунке 2 показаны карты ширины трещин, в таблице 1 представлено сравнение средних параметров трещин ГРП, рассчитанных для двух геомеханических моделей. На рисунке 3 приведено сравнение динамики дебитов скважины для трещины ГРП. Получена хорошая сходимость результатов, накопленная добыча жидкости за 12 месяцев отличается на 3 %. Решение может быть использовано для прогнозирования параметров трещин ГРП.

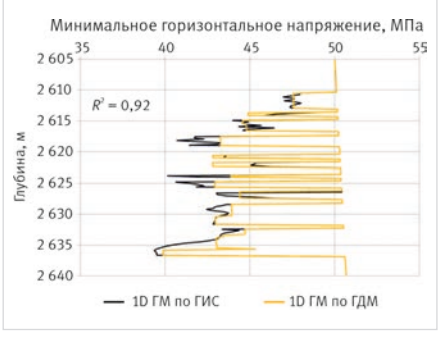


Рис. 1. Сравнение минимального горизонтального напряжения, рассчитанного по данным ГИС и данным из гидродинамической модели
Fig. 1. Comparison of the minimum horizontal stress calculated from well log data and data from the hydrodynamic model

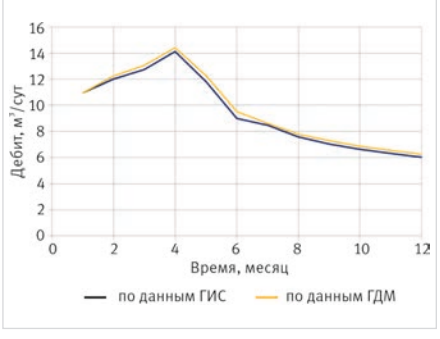


Рис. 3. Сравнение динамики дебита для скважины с трещиной ГРП
Fig. 3. Comparison of flow rate dynamics for a well with hydraulic fractur

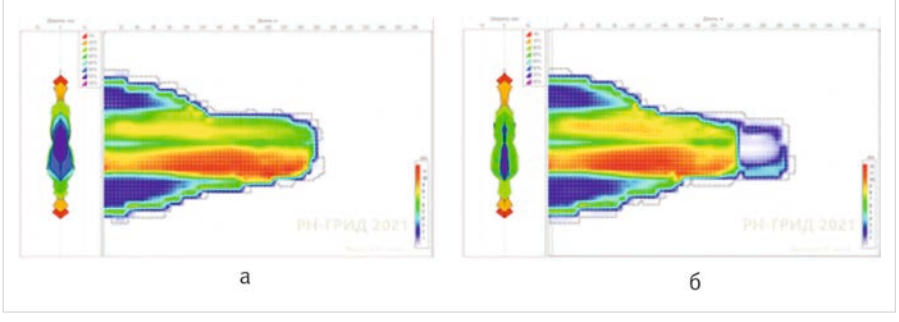


Рис. 2. Сравнение результатов расчетов для геомеханических моделей: а — построенной по данным ГИС; б — построенной по данным из гидродинамической модели
Fig. 2. Comparison of calculation results for geomechanical models: a – built according to well logging data; б – built according to data from the hydrodynamic model

Табл. 1. Параметры трещин ГРП, выбранных для испытания
Tab. 1. Parameters of hydraulic fractures selected for testing

Параметр	1D ГМ по ГИС	1D ГМ по ГДМ
x_f, м	269	300
h_f, м	38	36
w_f, мм	6,0	5,8
Безразмерная проводимость трещины (Fcd)	10,6	8,9

Методика экспресс-расчета параметров трещин в ГС с МГРП

Разработана методика автоматического расчета параметров трещины для каждой стадии ГРП в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ», которая включает:

- построение в опорной скважине эталонной 1D геомеханической модели по данным специального комплекса ГИС, геомеханических исследований керна, результатов ГРП;
- восстановление в опорной скважине зависимостей для расчета геомеханических свойств по данным кубов проницаемости, пористости и литологии из гидродинамической модели;
- построение пользовательских кубов геомеханических свойств (минимальное горизонтальное напряжение, модуль Юнга и коэффициент Пуассона) по восстановленным зависимостям в гидродинамическом симуляторе;
- для выбранной скважины автоматическое построение 1D геомеханической модели из пользовательских кубов в каждом интервале инициации трещины ГРП;
- передача 1D геомеханической модели и дизайна закачки в симулятор гидроразрыва пласта «РН-ГРИД»;
- расчет параметров и распределения свойств в трещине ГРП;
- передача карты проводимости в гидродинамический симулятор ПК «РН-КИМ», привязка к интервалу перфорации, инициализация, гидродинамический расчет [8].

Для апробации разработанной методики выбрана горизонтальная скважина, траектория которой пересекает пласт от кровли до подошвы. По предложенной методике рассчитаны параметры и распределение свойств для трещин ГРП, интервалы инициации которых расположены в начале и конце горизонтального ствола. На рисунке 4 показано распределение ширины трещин ГРП, в таблице 2 показаны средние параметры. Трещины отличаются по средним параметрам и распределению свойств.

Выполнены гидродинамические расчеты для определения продуктивности каждой трещины ГРП. Проведено сравнение с вариантом моделирования унифицированной трещины ГРП в каждом порту. В этом варианте указывается точка привязки унифицированной трещины к стволу скважины, относительно которой задаются полудлина и высота. Обычно в качестве такой точки выбирается геометрический центр трещины. Интервал проводки горизонтальной скважины при этом не учитывается. В итоге для порта, расположенного вблизи кровли пласта, часть трещины оказывается выше коллектора и не вносит вклад в продуктивность скважины. Аналогично для порта вблизи подошвы пласта. На рисунке 5 представлены результаты гидродинамических расчетов для унифицированной трещины ГРП и трещины, рассчитанной по разработанной методике. Для порта, расположенного в середине продуктивного интервала (порт 1), среднее отличие в дебитах по абсолютному значению составляет 15 %, накопленная добыча отличается на 1 %. Для порта, расположенного в кровле продуктивного интервала (порт 16), среднее отличие в дебитах по абсолютному значению составляет 58 %, накопленная добыча отличается в 2,3 раза. По результатам расчетов в симуляторе гидроразрыва трещины ГРП в портах 1 и 16 отличаются полудлиной на 60 м и безразмерной проводимостью в 1,4 раза (табл. 2). В результате различие по накопленной добыче из каждой трещины составило 17 %. Таким образом, применение при прогнозировании показателей эксплуатации горизонтальной скважины унифицированной трещины и трещин, рассчитанных по разработанной методике, может привести к разным решениям при выборе системы заканчивания скважины, различным выводам при анализе темпов падения дебита и выработке запасов.

Разработанная методика может быть рекомендована для прогнозирования показателей эксплуатации горизонтальных скважин с МГРП по следующим причинам:

- учитывается неоднородность строения продуктивного пласта вдоль горизонтального участка скважины;
- индивидуально рассчитывается геомеханическая модель для каждого порта ГРП;
- при расчете параметров и свойств трещины ГРП учитывается расположение порта относительно кровли и подошвы пласта.

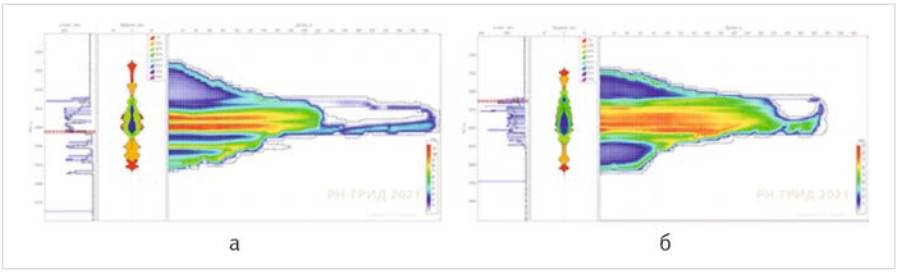


Рис. 4. Сравнение результатов расчетов для трещин ГРП, инициированных в разных портах ГРП: а — порт 1; б — порт 16
Fig. 4. Comparison of calculation results for hydraulic fractures initiated in different hydraulic fracturing ports: a – port 1; б – port 16

Итоги

Решена задача восстановления 1D геомеханической модели по кубам свойств в гидродинамическом симуляторе. Получена хорошая сходимость параметров трещины ГРП, рассчитанной для двух геомеханических моделей: построенной по ГИС и результатам исследования керна, восстановленной по кубам свойств гидродинамической модели. В гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ» разработана методика автоматического расчета свойств трещины в симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» для каждой стадии ГРП. Методика учитывает неоднородное распределение геомеханических свойств в объеме пласта, интервал инициации трещины ГРП, дизайн закачки. Сравнение результатов расчетов позволяет сделать вывод о практической применимости предложенной методики расчета параметров трещины ГРП для прогноза динамики показателей эксплуатации новой скважины. Данная методика может быть применима для уточнения системы заканчивания горизонтальной скважины с МГРП перед спуском компоновки хвостовика и выполнения операций гидравлического разрыва.

Выводы

Разработана методика экспресс-расчета параметров трещины ГРП, инициируемой в произвольном интервале скважины. Методика позволяет учесть неоднородное распределение геомеханических свойств в моделируемом объекте разработки, что может улучшить прогностическую способность гидродинамической модели. Методика реализована в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ».

Табл. 2. Параметры трещин ГРП, инициированных в разных портах
Tab. 2. Parameters of hydraulic fractures initiated in different ports

Параметр	Порт 1	Порт 16
x_f, м	402	340
h_f, м	27	33
w_f, мм	4,0	3,9
Безразмерная проводимость трещины (Fcd)	2,4	3,4

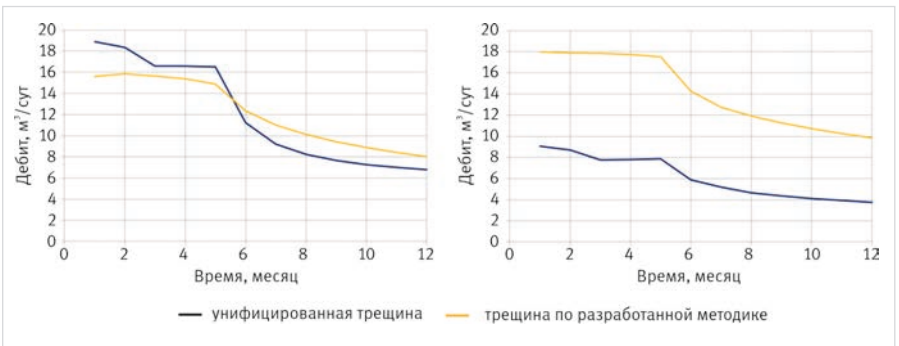


Рис. 5. Сравнение результатов для трещин ГРП, рассчитанных по разным методикам: а — порт 1, б — порт 16
Fig. 5. Comparison of results for hydraulic fractures calculated for different methods: a – port 1; б – port 16

Литература
1. Рязанцев М.В., Мироненко А.А., Кузин И.Г. и др. Приобское месторождение — 40 лет на благо родины! // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 20–25.
2. Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А. и др. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
3. Садыков А.М., Ерастов С.А., Федоров А.Э. и др. Опыт и перспективы применения низковязких жидкостей при гидроразрыве пласта в зонах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и близким водонефтяным контактом // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 72–77.
4. Садыков А.М., Капишев Д.Ю., Ерастов С.А. и др. Инновационные дизайны ГРП и рекомендации по выводу скважин на режим в условиях сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 80–85.
5. Ахтямов А.А., Макеев Г.А., Байдюков К.Н. и др. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РН-ГРИД»: от программной реализации к промышленному внедрению // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 94–97.
6. Бадыков 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.
7. Латыпов И.Д., Надеждин О.В., Шагимарданова Л.Р. и др. Моделирование упругих характеристик для оптимизации заканчивания горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6. С. 40–44.
8. Андреев Е.Ю., Волков М.Г., Исламов Р.А. и др. Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 51–54.

ENGLISH

Results
The problem of restoring a 1D geomechanical model from property cubes in a hydrodynamic simulator has been solved. A good convergence of the hydraulic fracture parameters calculated for two geomechanical models was obtained: built according to well logging and core study results, reconstructed from the cubes of the properties of the hydrodynamic model. In the hydrodynamic simulator "RN-KIM", a method was developed for automatically calculating the properties of a fracture in the hydraulic fracturing simulator "RN-GRID" for each stage of hydraulic fracturing. The technique takes into account the heterogeneous distribution of geomechanical properties in the reservoir volume, the interval of hydraulic fracture initiation, and the injection design. Comparison of the calculation results allows us to conclude that the proposed method for calculating the parameters of a hydraulic fracture is practically applicable to predict the dynamics of the performance of a new well. This technique can be used to refine the completion system of a horizontal well with multistage hydraulic fracturing before running the liner assembly and performing hydraulic fracturing operations.

Conclusion
A technique has been developed for express calculation of the parameters of a hydraulic fracture initiated in an arbitrary well interval. The technique makes it possible to take into account the heterogeneous distribution of geomechanical properties in the simulated development object, which can improve the predictive ability of the hydrodynamic model. The technique is implemented in a hydrodynamic simulator "RN-KIM".

References
1. Ryazantsev M.V., Mironenko A.A., Kuzin I.G. et al. Priobskoe oil field – 40 years for the motherland weal! Oil industry, 2022, issue 6, P. 20–25. (In Russ).
2. Kapishev D.Yu., Rakhimov M.R., Mironenko A.A. et al. The choice of the optimal system for the development of ultra-low-permeable reservoirs on the example of the Erginsky license area on the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 62–65. (In Russ).
3. Sadykov A.M., Erastov S.A., Fedorov A.E. et al. Experience and prospects for the use of low-viscosity fluids during hydraulic fracturing in zones with poor reservoir quality and vicinity of water-oil contact. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 72–77. (In Russ).
4. Sadykov A.M., Kapishev D.Yu., Erastov S.A. et al. Innovative hydraulic fracturing designs and recommendations for putting wells into production in conditions of ultra-low-permeability reservoirs on the example of the Erginsky license block of the Priobskoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 80–85. (In Russ).
5. Akhtyamov A.V., Makeev G.A., Baydyukov K.N. et al. Corporate fracturing simulator RN-GRID: from software development to in field implementation. Oil industry, 2018, issue 5, P. 94–97. (In Russ).
6. Badykov I.Kh., Baykov V.A., Borschuk 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).
7. Latypov I.D., Nadezhdin O.V., Shagimardanova L.R. et al. Modeling synthetic elastic characteristics to optimize horizontal wells completion with multistage hydraulic fracturing. Exposition Oil Gas, 2022, issue 6, P. 40–44. (In Russ).
8. Andreev E.Yu., Volkov M.G., Islamov R.A. et al. Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 51–54. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Волков Максим Григорьевич, д.т.н., заместитель генерального директора по технологическому развитию и инновациям, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент кафедры «Цифровые технологии в разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Андреев Егор Юрьевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Volkov Maxim Grigorievich, ph.d of engineering sciences, deputy general director, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia;
associate professor of the department, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia

Islamov Rinat Askhatovich, senior expert, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Andreev Egor Yurievich, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

АДКУ 5.0

Российский программный комплекс для построения АСУТП

Многолетний опыт

> 400 шаблонов Modbus-устройств СУ ЭЦН, замерных установок и другого оборудования
> 140 инсталляций ПК АДКУ
> 130 конфигураций объектов и мнемосхем
> 90 форм текстовых отчетов
> 40 типов общестанционных контролеров (ОСК) российского и зарубежного производства
> 35 типов конфигураций противоаварийных защит (ПАЗ) и контуров управления
> 30 лет на рынке автоматизации

5.0 причин выбрать АДКУ

1. Отсутствие санкционных ограничений
2. Мультиплатформенный сервер и клиенты
3. Встроенный справочный режим, обучение и техническая поддержка
4. Доступные варианты лицензирования, без ограничения по количеству точек ввода/вывода и рабочих мест
5. Миграция с предыдущих версий АДКУ, а также систем телемеханики других производителей без потери конфигурации и исторических данных

Импортозамещение

Программный комплекс АДКУ 5.0 (свидетельство о государственной регистрации №2022662434) включен в единый реестр российских программ для ЭВМ и БД (Реестровая запись №17893 от 06.06.2023). Класс ПО:

- ПО для решения отраслевых задач в области добычи полезных ископаемых
- средства мониторинга и управления
- средства управления технологическими процессами (АСУ ТП, SCADA)

РАБОЧИЕ МЕСТА

Оператор и диспетчер	Геолог и технолог	КИП, АСУТП и метролог	Механик и мастер ЭПУ	Энергетик и аналитик
пользовательские фильтры, диаграммы, контроль служб	алгоритмы работы, теоретические расчеты, динамограммы	конфигурирование, расширение системы, контура управления и ПАЗ, мониторинг управления	управление оборудованием, вывод скважины на режим	энергоэффективность, энергобаланс, энергоменеджмент, каскадный пуск/стоп

СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

		Средства разработчика
Web-сервер Базовая ОС: Astra Linux	Веб-сервер: Nginx; Технология: JS (React); Протокол безопасной передачи данных, с поддержкой технологии шифрования; Мнемосхемы реального времени.	Web-дизайнер Конструктор текстовых отчетов
Сервер данных	СУБД: PostgreSQL; Механизм массовой записи истории.	Модификатор параметров
Сервер обмена	Протоколы: Modbus TCP, Modbus RTU, СТМ, СЭТ, ТК, Мега, HART, SNMP, OPC DA, OPC UA, API	Конфигуратор зон данных
Сервер синхронизации	Импорт/экспорт: ШТР, АСОДУ, OIS, Zifra; Рассылка: SMS, E-mail, Telegram.	Администрирование

ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Нефтедобыча | Нефтеподготовка | ППД | Трубопровод | Электроэнергетика | КРС

www.pkbasu.ru
info@pkbasu.ru
+7 (3452) 79-07-14,
+7 (3452)79-07-95

ПКБ АСУ НЕФТЬ

30 лет

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-52-56 УДК 622 I Научная статья

Определение оптимальной глубины проводки горизонтальных скважин при разработке тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением

Собакарь М.В.[1], **Файзуллина А.Р.**[1], **Денисов В.В.**[1], **Абушаев Р.Н.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ООО «Сахалинская энергия», Южно-Сахалинск, Россия
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье приведена логическая блок-схема выполнения работ по определению оптимальной глубины проводки горизонтального ствола скважины.

Материалы и методы
Исторические данные разработки месторождения. Численное геолого-гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты.

Ключевые слова
геологическое моделирование, гидродинамическое моделирование, нефтегазовая залежь, горизонтальный ствол

Для цитирования
Собакарь М.В., Файзуллина А.Р., Денисов В.В., Абушаев Р.Н. Определение оптимальной глубины проводки горизонтальных скважин при разработке тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 52–56.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-52-56

Поступила в редакцию: 08.08.2023

UDC 622 I Original Paper

Optimal depth determination of the horizontal wells drilling in the development of thin oil rims with a complex geological structure

Sobakar M.V.[1], **Faizullina A.R.**[1], **Denisov V.V.**[1], **Abushaev R.N.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]"Sakhalin energy" LLC, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article presents a logical block diagram of the work to determine the optimal depth of horizontal wellborehole.

Materials and methods
Historical data of the field development. Numerical geological and hydrodynamic modeling, multivariate calculations.

Keywords
geological modeling, hydrodynamic modeling, oil and gas reservoir, horizontal wellbore

For citation
Sobakar M.V., Faizullina A.R., Denisov V.V., Abushaev R.N. Optimal depth determination of the horizontal wells drilling in the development of thin oil rims with a complex geological structure. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 52–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-52-56

Received: 08.08.2023

Введение

Почти треть запасов нефти в Российской Федерации приходятся на залежи с газовыми шапками, поэтому разработка таких залежей, в том числе с малыми нефтенасыщенными толщинами, имеет большое промышленное значение. Один из способов повышения нефтеотдачи нефтегазовых месторождений — разработка с использованием горизонтальных и многозабойных скважин [1]. В этом случае, особенно на месторождениях со сложным геологическим строением, очень актуален вопрос о выборе оптимальной глубины проводки горизонтальной скважины (ГС).

Цель работы — разработка алгоритма оперативного определения оптимальной глубины проводки добывающей ГС, позволяющей достичь максимальной экономической эффективности, с помощью трехмерных цифровых геологических (ГМ) и гидродинамических моделей (ГДМ) пласта.

Исследуемое нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории ЯНАО (Западная Сибирь). Основным нефтегазовым объектом являются отложения покурской свиты нижнего мела, полностью подстилаемые водой и тектонически экранированные.

Особенности месторождения:

- высокая неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по вертикали и латерали;
- варьирующийся на месторождении ВНК и ГНК по блокам;
- обширная газовая шапка (72 %

от площади залежи);
- тонкая оторочка высоковязкой нефти (9–12 м);
- наличие высокопроницаемых песчаных тел, уходящих по структуре как в газовую, так и в водонасыщенную часть залежи;
- тектонические нарушения.

Вышеперечисленные факторы значительно осложняют разработку месторождения. Так, при бурении ГС на одной и той же глубине текущий добывающий фонд с начала освоения залежи имел 77 % прорывов газа или воды в скважины, что повлекло за собой необходимость выбора оптимальной глубины для каждой добывающей ГС при бурении.

Методика выбора оптимальной проводки горизонтального ствола

Изначально для выбора оптимальной проводки ГС был взят алгоритм без ручной настройки секторной ГДМ:

1. Выбор границ сектора. Генерация реализаций стохастических ГМ, от 15 до 60 вариантов.
2. Инициализация и расчет ГДМ всех реализаций ГМ — без ручной настройки на имеющиеся фактические данные работы ближайших скважин.
3. Выбор лучшей реализации по наименьшему совокупному расхождению расчетных и фактических параметров.
4. Прогнозный расчет при различных вариантах проводки добывающей ГС на одной реализации ГДМ, выбранной в п. 3.
5. Выбор наилучшей проводки ГС по технологическим и экономическим параметрам.

В данной задаче на весь цикл работ от получения местоположения очередной проектной скважины до выдачи рекомендаций по оптимальной глубине залегания добывающей ГС отводилась одна рабочая неделя.

Работоспособность алгоритма первоначально была проверена на уже разрабатываемом участке недр (рис. 1). Был выбран сектор с тремя скважинами, с предполагаемой в алгоритме очередностью бурения, а именно: краевые нагнетательные скважины пробурены и запущены в отработку до бурения добывающей. Предлагалось провести ретроанализ оптимального положения уже существующей добывающей ГС.

До начала работ по алгоритму произведен выбор оптимального размера сектора на основании актуальной ГМ залежи и стратегии разработки. Вертикальный размер ячейки был выбран, исходя из дифференциации разреза по ФЕС, и составил 0,4 м для точного построения литологических границ и сохранения расчлененности разреза. Размер ячеек по латерали был определен опытным путем, исходя из приемлемой скорости расчета ГДМ (не более 20 минут для одного варианта), и составил 50 м.

В связи со сложным геологическим строением и малым количеством фактических скважин (разбурено около 15 % залежи) в основе создания ГМ заложена вероятностная (стохастическая) модель [2]. Для секторной ГМ настройки распределения стохастических параметров взяты из полномасштабной ГМ. В целях ускорения процесса и отказа от ручной настройки было создано 15 вариантов итераций сектора, отличающихся только исходным номером (SEED). В условиях ограниченного малого сектора, шага сетки скважин 150 м и латеральных размеров ячеек 50×50 метров изменение случайным образом только исходного номера стохастической реализации позволяет предопределить

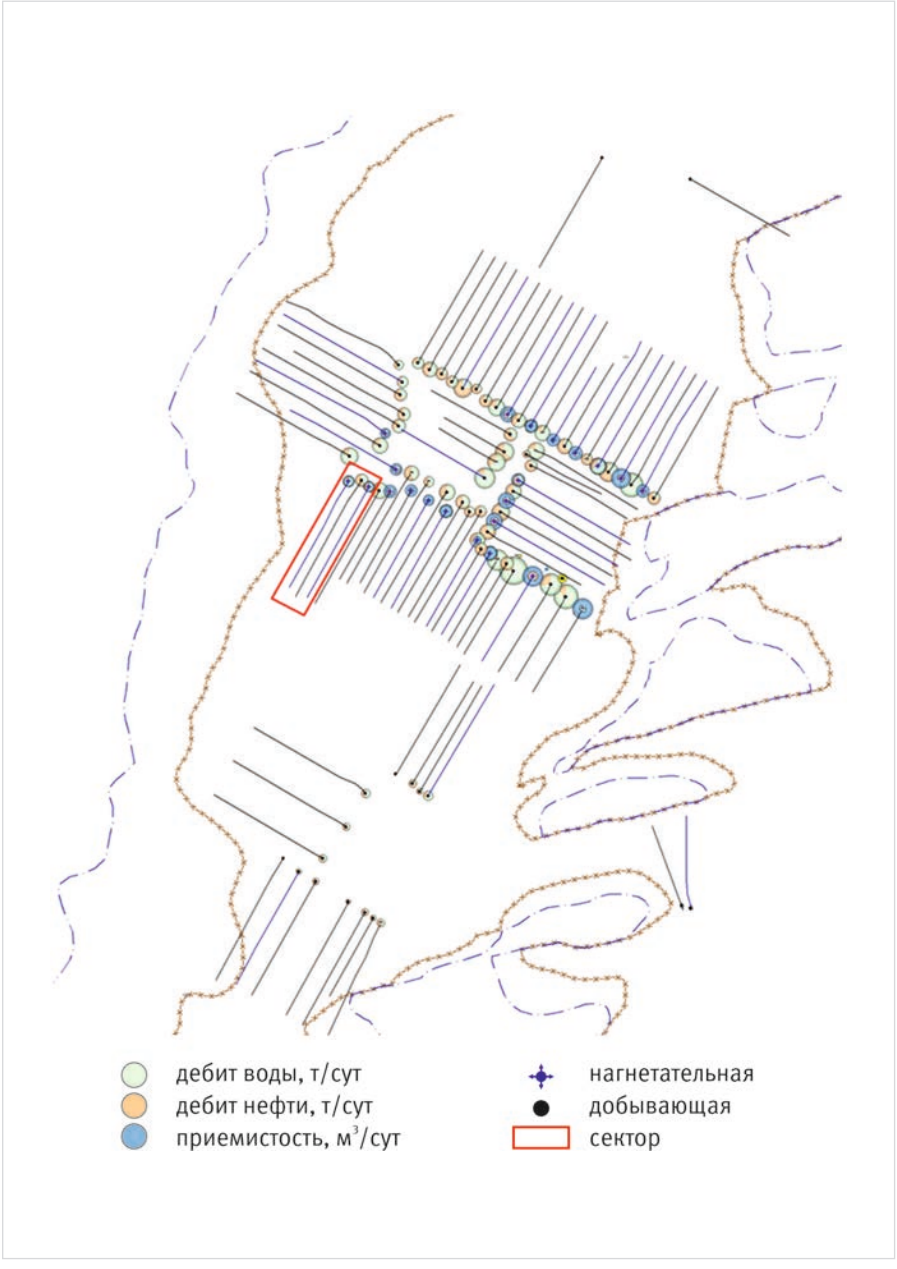


Рис. 1. Сектор на разрабатываемом участке недр
Fig. 1. Sector in the developed subsoil area

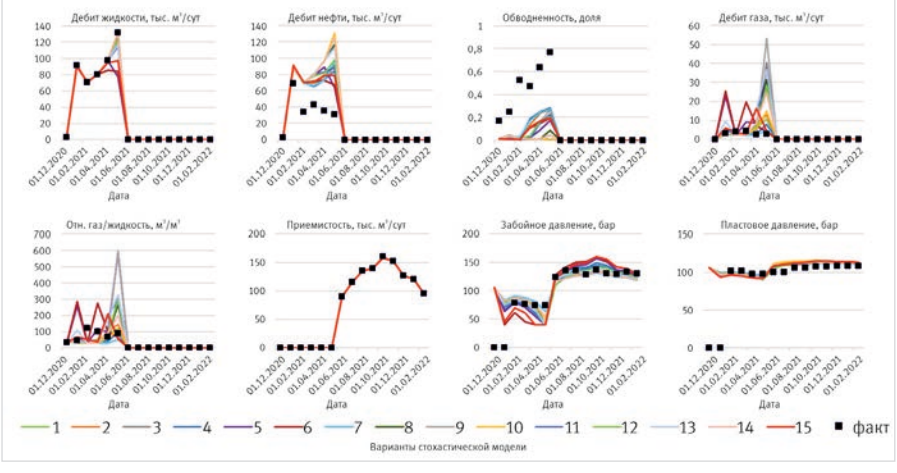


Рис. 2. Сопоставление фактических и расчетных показателей разработки по 15 вариантам стохастической модели, объектно-ориентированной с трендом, для скв. № 1
Fig. 2. Comparison of the actual and calculated development indicators of 15 object-oriented stochastic models with trend variants for the well № 1

различные распределения одного свойства (литологии, фация и т. д.) с достаточным набором равновероятностных распределений.

Далее происходило создание гидродинамической модели. Для каждой скважины в секторных моделях воспроизводилась полная история ее разработки с учетом проводки ствола и заканчивания скважины [3]. На добывающих и нагнетательных скважинах был задан контроль по дебиту жидкости/приемистости. Для моделирования законтурной для участка области подбирался оптимальный поровый объем на границах сектора путем сопоставления фактических и расчетных данных пластового давления [4].

В дальнейшем выбор лучшей реализации ГМ проводился на основании сравнения технологических параметров работы скважин (дебиты жидкости, нефти и газа), рассчитанных по фильтрационным секторным моделям, с фактическими показателями (рис. 2, 3). По результатам адаптации ГДМ можно отметить, что отклонение расчетного дебита нефти и газа от фактических показателей превышает 10 %.

Далее проводилось ранжирование для каждого варианта ГДМ: по каждому основному технологическому показателю осуществлялась нумерация по абсолютной величине отклонения от минимального значения к максимальному, далее проводилось суммирование номеров по всем показателям. Итоговая сумма и служит рейтингом реализаций, на основе чего осуществлялся выбор ГДМ, в котором наименьшее число соответствует лучшему усредненному значению по всем технологическим показателям. В таблице 1 представлены результаты отклонений по одной из двух скважин с фактической добычей, находящихся в отработке, и результирующий рейтинг.

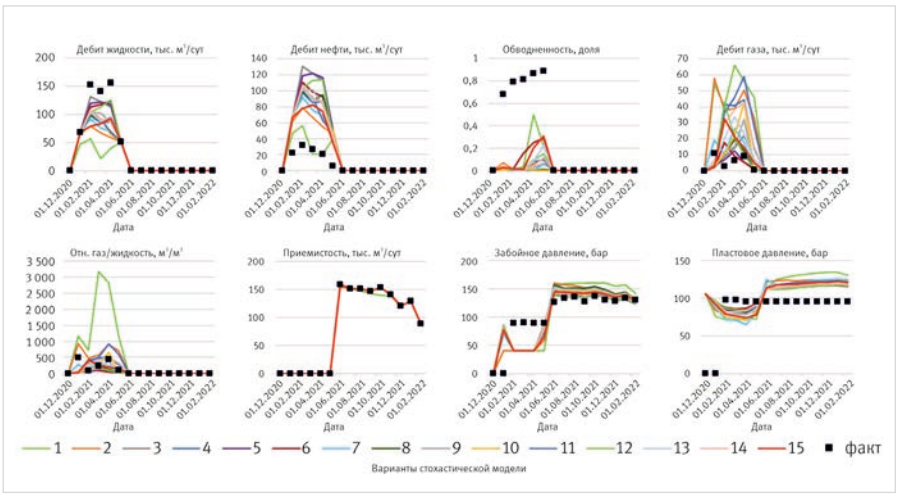


Рис. 3. Сопоставление фактических и расчетных показателей разработки по 15 вариантам стохастической модели, объектно-ориентированной с трендом, для скв. № 2
Fig. 3. Comparison of the actual and calculated development indicators of 15 object-oriented stochastic models with trend variants for the well № 2

Табл. 1. Отклонения расчетных технологических показателей работы скважин от фактических данных и рейтинг сходимости реализации в ГДМ по скважине № 1
Tab. 1. Deviations of the calculated technological well operation indicators from the actual data and the implementation convergence rating in the hydrodynamic model (HDM) for the well № 1

Реализация	Дебит жидкости	Дебит нефти	Приемистость воды	Дебит газа	Забойное давление	Пластовое давление	Итог
1	-0,6	86,6	0,0	55,2	-4,5	4,1	11
2	-1,5	86,2	0,0	67,8	-4,2	3,1	8
3	-1,1	116,3	0,0	216,4	-4,2	3,4	15
4	-2,8	80,2	0,0	25,3	-0,2	3,4	2
5	-11,5	83,3	0,0	378,4	0,9	3,5	6
6	-13,1	74,2	0,0	252,2	-0,3	3,2	3
7	0	85,4	0,0	-5,5	-3,2	3,2	1
8	-0,8	112,4	0,0	180,1	-3,6	3,5	5
9	-2,4	92,6	0,0	293,1	-4,4	3,4	9
10	0	118,9	0,0	69,7	-2,2	4,3	7
11	-3,7	93,5	0,0	204,1	-2,6	3	14
12	-1,7	95,8	0,0	165	-2,8	3,3	12
13	-3	110,7	0,0	308,2	-3,5	3	10
14	0	116,3	0,0	150,4	-4,1	3,3	13
15	-7,8	83,8	-0,3	99,4	0,5	3,2	14

Полученный наилучший вариант ГДМ не удовлетворял критериям настройки дебита газа и обводненности. Увеличение количества реализаций ГМ не гарантировало получение необходимого результата, поэтому был предложен дополнительный альтернативный путь решения задачи, изменяющий первоначальный алгоритм:

- в выбранной лучшей реализации на основе анализа разработки в секторной ГДМ с помощью ручной корректировки воспроизводится наиболее вероятное представление геологического строения;
- данная ручная корректировка учитывается в ГМ в виде трендов для распределения параметров коллектор/неколлектор, пористости и фаций;
- полученные кубы ФЕС возвращаются в ГДМ для проведения финального расчета и последующих прогнозных вариантов.

Учитывая малое время расчета одного прогона ГДМ и небольшие размеры сектора, эта дополнительная ветвь алгоритма позволила выполнить работу в установленные сроки. Сопоставление расчетных показателей по вариантам с корректировкой в ГДМ и после обновления в ГМ представлены на рисунках 4–5.

Полученная геолого-фильтрационная модель использовалась при формировании вариантов прогноза проводки горизонтальной скважины: на прогнозной скважине варьировалась абсолютная отметка положения добывающей ГС (рис. 6), контроль был задан по планируемой величине забойного давления с ограничениями по дебиту жидкости и газа, применяемыми на полномасштабной ГДМ пласта, учитывающими текущие инфраструктурные ограничения. Наличие высокопроницаемых песчаных тел в модели объекта разработки может приводить к нелогичным результатам, таким как снижение добычи газа при увеличении абсолютной глубины проводки.

Полученные результаты накопленной добычи флюидов использовались для оценки экономических показателей с последующим определением оптимального варианта проводки горизонтальной скважины (табл. 2).

Согласно результатам прогнозных расчетов, наилучший вариант получен на глубине 1 032 м, однако фактическая скважина пробурена на глубине 1 036 м (второй вариант по показателям). Таким образом, была проведена верификация и уточнение алгоритма путем сопоставления фактических и прогнозных дебитов по пробуренной добывающей скважине (рис. 7).

Итоги

Для выбора оптимальной проводки добывающей ГС разработана логическая блок-схема выполнения работ (рис. 8). Сохранение различных реализаций ГМ в схеме дает возможность получить лучший результат без варианта ручной настройки ГДМ и сокращение времени работы с моделью. В случае необходимости возможно применение ручной настройки для получения варианта, наиболее соответствующего фактическим данным разработки.

Внедрение алгоритма по определению оптимальной глубины проводки горизонтального ствола добывающей скважины позволило значительно снизить прорывы газа и воды в добываемую продукцию. С 2022 года все проектные добывающие скважины проектируются с учетом результатов расчета по алгоритму. В результате в течение 180 суток после ввода в работу из 51 пробуренной скважины только на 11 скважинах получены прорывы. Сопоставление статистических результатов

анализа прорывов до и после внедрения алгоритма представлено на рисунке 9.

В дальнейшем предлагается вести статистический учет и сопоставление полученных результатов с фактическими данными, с возможной корректировкой блок-схемы, для выявления зависимостей расположения добывающей ГС исходя из геологических условий.

Вывод

Применение приведенного алгоритма позволило оперативно принимать решение по выбору оптимальной глубины проводки горизонтальных добывающих скважин с целью повышения экономической эффективности разработки тонких нефтяных оторочек со сложным геологическим строением. Предложенный подход по бурению добывающих ГС может быть использован на месторождениях-аналогах.

Литература

1. Сугаипов Д.А., Рустамов И.Ф., Ушмаев О.С., Бурков Ф.А. Опыт бурения многозабойных горизонтальных скважин для разработки нефтяных оторочек на примере Новопортовского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 12. С. 35–36.
2. Белкина В.А., Бембель С.Р., Забоева А.А., Санькова Н.В. Основы геологического моделирования. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. 168 с.
3. Меринов И.А., Савенок О.В. Эффективность применения системы интеллектуального заканчивания скважин на Сахновском нефтегазовом месторождении // Булатовские чтения. 2021. Т. 1. С. 338–348.
4. Томский К.О., Иванова М.С., Ощепков Н.С., Соколов Н.Г. Определение оптимального расположения многозабойной скважины с учетом особенностей Среднеботуобинского НГКМ при помощи гидродинамического моделирования // Математические заметки СВФУ. 2022. Т. 29. № 4. С. 95–112.

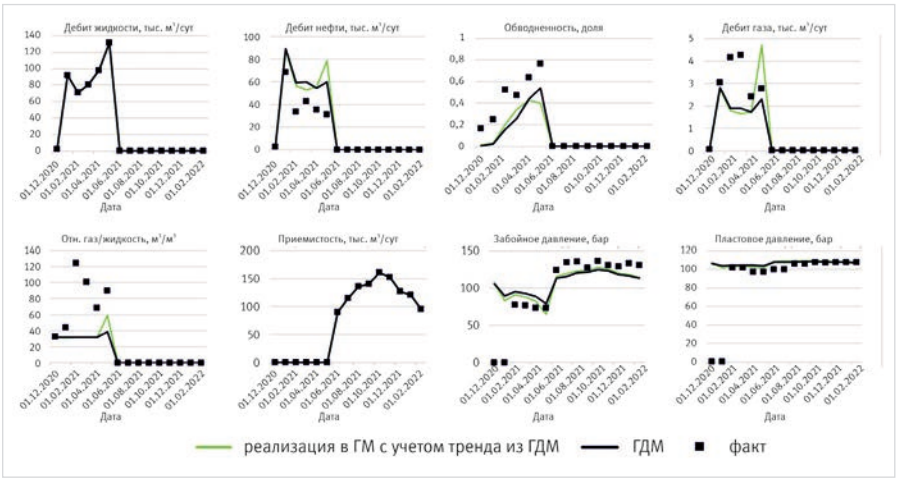


Рис. 4. Сопоставление расчетных показателей реализации ГДМ и ГМ скв. № 1
Fig. 4. Calculated indicators comparison of the HDM and GM (geological model) implementation for the well № 1

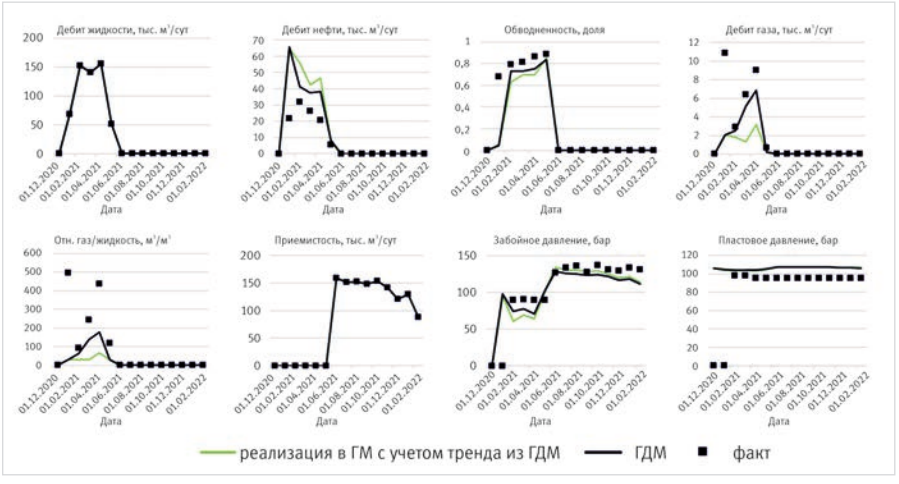


Рис. 5. Сопоставление расчетных показателей реализации ГДМ и ГМ скв. № 2
Fig. 5. Calculated indicators comparison of the HDM and GMimplementation for the well № 2

Рис. 6. Графики выбора наилучшей абсолютной отметки проводки
Fig. 6. Graphs for the selecting the best absolute horizontal well drilling mark

Табл. 2. Показатели прогнозных вариантов
Tab. 2. Indicators of forecast variants

Вариант проводки, а.о., м	Накопленная добыча нефти, тыс .м³	Накопленная добыча жидкости, тыс. м³	Накопленная добыча газа, млн м³	NPV, млн. руб.
1 030	28,8	105,8	8,5	108
1 032	44,2	155,3	24,9	189
1 034	35,6	188,7	2,4	138
1 036	42,1	365,1	4,3	172
1 038	37,4	416,2	1,3	162

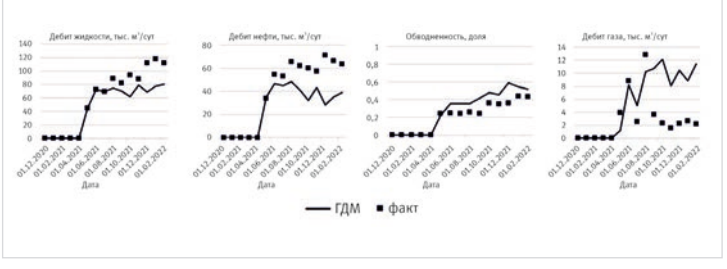


Рис. 7. Сопоставление фактических и расчетных показателей
Fig. 7. Actual and calculated indicators comparison

Рис. 9. Анализ прорывов до и после внедрения алгоритма (за период 150 суток после запуска скважины)
Fig. 9. Analysis of breakthroughs before and after introduction of the algorithm (for a period of 150 days after the start of the well)

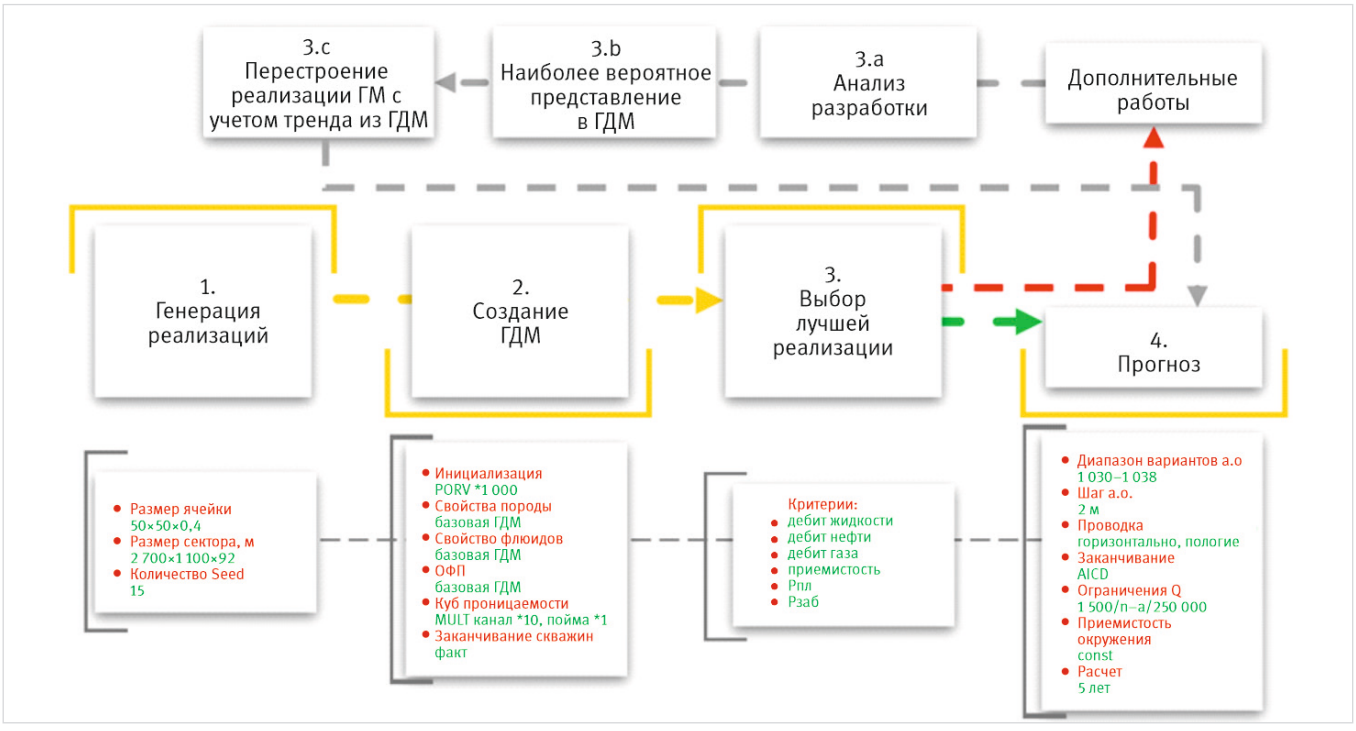


Рис. 8. Логическая блок-схема выполнения работ
Fig. 8. Logical block diagram of work execution

ENGLISH

Results

Based on the above, a logical block diagram of the work has been developed to select the optimal horizontal well drilling (fig. 8). Saving the GM implementations in the scheme will make it possible to get the best result without the option before setting up the HDM and allows reducing the time that needs to work with the model. If it is necessary, before setting up, there will get the variant, the closest to the actual data. The introduction of the algorithm to determine the optimal depth of the horizontal wiring allowed to significantly reduce gas and water bursts into the extracted products. Since 2022, all project production wells are designed taking into account the calculation results according to the algorithm. As a result, out of 51 drilled wells, only 11 wells received breakthroughs within 180 days after commissioning. A comparison of the statistical results of the analysis of breakthroughs before and after the implementation of the algorithm is presented in figure 9. Analysis of breakthroughs in statistical results are presented in figure 9.

In the future, it is proposed to keep statistical records of the obtained results and actual data with possible adjustment of the flowchart, in order to identify dependencies of the location of the horizontal well based on geological conditions.

Conclusions

As a result of the work, the scheme presented in this article can be recommended for use that allows making a quick decision for selecting the optimal horizontal well drilling depth, in order to increase the economic efficiency of the development of thin oil rims with a complex geological structure. The proposed horizontal well drilling approach can be used in the fields-analogues.

References

1. Sugaipov D.A., Rustamov I.F., Ushmaev O.S., Burkov F.A. Results of multilateral drilling on Novoportovskoye field. Oil industry, 2017, issue 12, P. 35–36. (In Russ).
2. Belkina V.A., Bembel S.R., Zaboeva A.A., Sankova N.V. Fundamentals of geological modeling. Tyumen: TSOGU, 2015, 168 p. (In Russ).
3. Merinov I.A., Savenok O.V. Efficiency of application of the intelligent well completion system on the Sakhnovskoye oil and gas field. Readings of A.I. Bulatov, 2021, Vol. 1, P. 338–348. (In Russ).
4. Tomsky K.O., Ivanova M.S., Oshchepkov N.S., Sokolov N.G. Determination of the optimal location of a multi-hole well, taking into account the features of the Srednebotuobinsky NGCM using hydrodynamic modeling. Mathematical notes of NEFU, 2022, Vol. 29, issue 4, P. 95–112. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Собакарь Михаил Владимирович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

Файзуллина Айгуль Рифхатовна, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Денисов Валентин Валентинович, эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Абушаев Радик Наильевич, ведущий геолог, ООО «Сахалинская энергия», Южно-Сахалинск, Россия

Sobakar Mikhail Vladimirovich, chief project engineer, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
sobakarmv@bnipi.rosneft.ru

Faizullina Aigul Rifhatovna, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Denisov Valentin Valentinovich, expert, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Abushaev Radik Nailevich, leading geologist, “Sakhalin energy” LLC, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

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 термоплавким адгезивом
- **НАРУЖНОЕ ТРЁХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с эпоксидно-порошковым праймером, термоплавким адгезивом

Технологии сварки аттестованы в НАКС

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-58-62 УДК 622.276 I Научная статья

Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования

Кулеш В.А., Исламов Р.Р.
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Статья посвящена теме определения критического безгазового дебита нефтяных горизонтальных скважин (ГС) при разработке подгазовых зон. С понятием критического дебита связано много споров в сообществе инженеров, занимающихся разработкой нефтегазовых залежей. В первую очередь вопросы вызывают уже существующие аналитические методики определения критического дебита, так как аналитические формулы не учитывают многие особенности, которые позволяет учесть ГДМ. В данной статье будет продемонстрирована разработанная методика определения критического дебита при помощи гидродинамической модели (ГДМ).

Материалы и методы
Методика определения критического безгазового дебита разрабатывалась с использованием языка программирования Python и гидродинамического симулятора РН-КИМ.

Ключевые слова
критический дебит, нефтегазовые залежи, нефтяная оторочка

Для цитирования
Кулеш В.А., Исламов Р.Р. Определение критического безгазового дебита нефтяных скважин при помощи гидродинамического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 58–62. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-58-62

Поступила в редакцию: 08.08.2023

UDC 622.276 I Original Paper

Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling

Kulesh V.A., Islamov R.R
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article is devoted to the topic of determining the critical flow rate of oil wells when working with oil-and-gas pools. Critical flow rate is the well flow rate at which the equilibrium condition of the gas cone is satisfied, which makes it possible to avoid early gas breakthrough into the wells. There is a lot of controversy associated with the concept of critical flow rate in the community of engineers involved in the development of oil-and-gas pools. Questions are raised by the already existing methods for determining the critical flow rate, since their accuracy is not always satisfactory. This article provides answers to these questions as well as demonstrate the developed method for determining the critical rate using hydrodynamic modeling.

Materials and methods
The method for determining the critical flow rate was developed using the Python programming language and the hydrodynamic simulator RN-KIM.

Keywords
critical rate, oil-and-gas pools, oil rim

For citation
Kulesh V.A., Islamov R.R. Determination of critical gas free rate of oil production wells using hydrodynamic modeling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 58–62. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-58-62

Received: 08.08.2023

Введение
Одной из задач эффективной разработки является определение оптимального режима эксплуатации скважин для того, чтобы избежать преждевременного прорыва газа газовой шапки в нефтяные скважины. В научном сообществе часто поднимается вопрос «критического дебита» — такого дебита, при котором удовлетворяется условие равновесия конуса. Однако много вопросов вызывает точность аналитических методик определения критического дебита, потому что разные методики показывают существенно отличающиеся друг от друга результаты. Данная статья дает ответы на ряд вопросов, связанных с понятием критического дебита: насколько точными являются аналитические методики и как определить критический дебит при помощи ГДМ.

Результаты и обсуждение
Литературный обзор методик определения критического дебита
Методы определения критического дебита довольно подробно изучались как зарубежными, так и отечественными исследователями. Так, в работе [1] были определены практические значения для критического дебита на единицу длины горизонтальной

скважины. Также было отмечено, что критический дебит снижается при уменьшении вертикальной проницаемости.

Эфрос Д.А. [2] вывел зависимость для критического безгазового дебита ГС, которая основана на предположении, что критический дебит практически не зависит от радиуса дренирования. Стоит отметить, что предложенная зависимость не учитывает влияние вертикальной проницаемости. Giger F. и Karcher B. [3] вывели формулу для критического безгазового дебита ГС, подобную выражению Эфроса Д.А. В подходе Karcher B. вертикальная проницаемость также не принималась во внимание.

В более поздних работах наблюдается уклон в сторону гидродинамического моделирования, так как все больше стало появляться статей с мнением, что аналитические методики не совсем точные. Так, Verga F. в своей работе [4] наглядно показал неточность аналитических методик по сравнению с гидродинамическим моделированием и сделал вывод, что необходимо отходить от практики применения аналитических методик и пользоваться именно гидродинамическим моделированием.

Такой же вывод был сделан и в работе [5] компании Schlumberger. Автором была отмечена неточность аналитических методик. В качестве альтернативы предложен расчетный модуль, который, основываясь на входных данных пласта, строит синтетическую секторную модель и производит расчет критического дебита.

Таким образом, использование аналитических формул для определения оптимального режима работы скважины при разработке залежей, осложненных проблемой конусообразования, не рекомендуется. Данный вывод сделан на основе научных трудов, в которых проводилось сопоставление результатов расчета критического дебита по аналитическим формулам и по ГДМ. Установлено, что аналитические формулы показывают существенную неточность и при этом имеют значительные разногласия между собой в силу допущений, которые, по-видимому, оказывают очень существенное влияние на результаты расчетов. Аналитические методы можно применять только для первичной оценки критического дебита или для проведения экспресс-анализа чувствительности критического дебита к изменению параметров пласта, но не для определения критического дебита и последующей корректировки режима работы скважин на его основе.

Условие равновесия конуса газа

Конусообразование — термин, используемый для описания механизма движения подстилающей воды вверх или газа вниз к забою нефтяной добывающей скважины.

Образование конуса газа является результатом движения пластовых флюидов в направлении градиента давлений в пласте, который, в свою очередь, частично уравновешивается тенденцией газа и нефти поддерживать гравитационное равновесие.

Таким образом, когда баланс между гравитационными и динамическими силами соблюдается, то конус стабилен или развивается равномерно, но когда вертикальный градиент давления, вызываемый отбором в скважине, существенно превышает гидростатический градиент, обусловленный отличием плотностей нефти и газа, то конус газа начинает быстро прорываться в скважину [6]. Следовательно, можно вывести условия равновесия конуса. Основополагающей работой, посвященной исследованию конусообразования, является работа [7], где рассмотрены условия устойчивости конуса (рис. 1).

Согласно данной работе, условие равновесия выражается через фильтрационный потенциал, который рассчитывается по формуле (1):

$$\Phi = P - \frac{\rho_н g h}{101325}, \qquad (1)$$

где P — пластовое давление в точке, для которой рассчитывается потенциал, атм; $\rho_н$ — плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3;

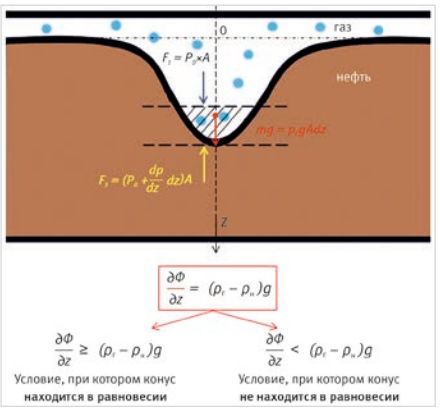


Рис. 1. Условие равновесия конуса
Fig. 1. Cone equilibrium condition

g — ускорение свободног о падения, м/с^2; h — высота точки, для которой рассчитывается потенциал, над некоторой выбранной отметкой, например над уровнем начального ВНК, м.

И условие равновесия выглядит следующим образом:

$$\frac{\partial \Phi}{\partial z} \geq (\rho_Г - \rho_Н)g, \qquad (2)$$

где $\frac{\partial \Phi}{\partial z}$ — вертикальный градиент фильтрационного потенциала, атм/м разность $\rho_Г$-$\rho_н$ плотностей газа и нефти в пластовых условиях, кг/м^3.

Табл. 1. Параметры используемой гидродинамической модели
Tab. 1. Parameters of the reservoir model

Параметры модели

Параметр	Значение	Ед. изм
Нефтенасыщенная толщина (ННТ)	10	м
Газонасыщенная толщина (ГНТ)	13	м
Проницаемость	370	мД
Пористость	0,16	д.ед.
Вязкость нефти	6	сП
Плотность нефти в пл. усл.	778	кг/м^3
Плотность газа в пл. усл.	135	кг/м^3
Начальное пластовое давление	140	атм
Количество ячеек по осям X, Y, Z соответственно	50×250×100	кол-во
Размер ячеек по X, Y, Z	10×10×0,25	м
Песчанистость	1	д.ед.
Анизотропия проницаемости	0,1	д.ед.

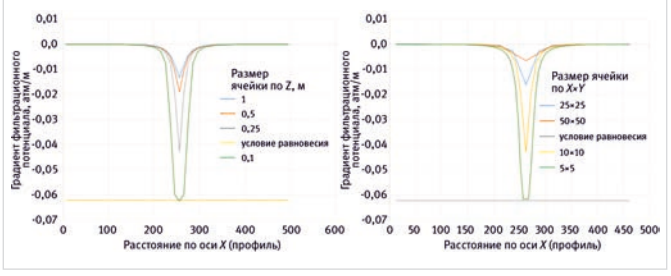


Рис. 2. Анализ чувствительности результатов расчетов к изменению размера ячейки модели
Fig. 2. Sensitivity analysis of model cell size

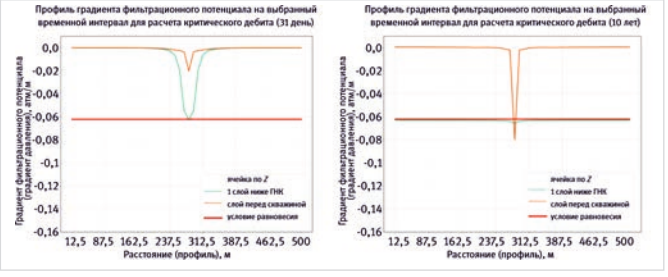


Рис. 3. Профиль градиента фильтрационного потенциала при расчете критического дебита при помощи подбора контроля по дебиту жидкости
Fig. 3. Seepage potential profile gradient when calculating critical liquid rate using selection of liquid rate control

Обоснование выбранного размера ячейки модели

Основным фактором, от которого зависит точность определения режима эксплуатации скважины, при котором будет поддерживаться условие равновесия конуса, является достоверное определение вертикальных градиентов давлений. В связи с этим был проведен анализ чувствительности профилей вертикальных градиентов давлений к изменению размера ячейки модели по вертикали, то есть по оси Z и по латерали, то есть по осям X и Y (рис. 2).

По результатам анализа чувствительности был выбран размер ячейки по X, Y, равный 10 метров и 0,25 метров по Z. Меньший размер ячеек приведет к существенно большему времени получения результата, при этом без значимого влияния на точность определения критического режима эксплуатации. Однако стоит отметить, что в конкретных условиях пласта оптимальный размер ячейки может отличаться. Например, при большей нефтенасыщенной толщине (ННТ), меньшем значении коэффициента анизотропии проницаемости k_z/k_x и меньшей вязкости нефти оптимальный размер ячейки может быть больше.

Создание методики определения критического дебита при помощи ГДМ на языке программирования Python

Демонстрация работы методики будет проведена на синтетической гидродинамической модели одной из нефтегазовых залежей (табл. 1).

Для создания алгоритма использовался язык программирования Python, так как в гидродинамическом симуляторе РН-КИМ реализована возможность использования пользовательских скриптов на данном языке программирования.

Для создания методики определения критического безгазового дебита применены два подхода, при которых контролировалось условие равновесия конуса газа:

- контроль по дебиту жидкости;
- контроль по депрессии.

Алгоритм на языке Python для случая подбора дебита жидкости выглядит следующим образом:

- запуск симулятора на расчет модели при определенном заданном начальном контроле по дебиту жидкости;
- на каждый расчетный шаг (сутки) при помощи пользовательского скрипта выгружается значение градиента фильтрационного потенциала между ячейками;
- во всех ячейках ниже газонефтяного контакта (ГНК) проверяется соответствие градиента фильтрационного потенциала условию равновесия на некотором заданном пользователем расчетном шаге модели. Такая возможность реализована по причине того, что если каждый раз рассчитывать модель на полный срок разработки, это существенно увеличит время получения результата;
- если хотя бы на одном слое ниже ГНК значение градиента фильтрационного потенциала не удовлетворяет условию равновесия, контроль по дебиту жидкости умножается на заданный пользователем коэффициент, который меньше единицы, и расчет повторяется;
- если же на заданный пользователем расчетный шаг во всех слоях выполняется условие равновесия, расчет прекращается и выводится значение критического дебита.

Однако у такого подхода есть существенный недостаток. Он заключается в том, что тот критический дебит, который был на заданном пользователем расчетном шаге, может быть неактуален для более позднего состояния пластовой системы.

Даже при условии поддержания пластового давления дебит может уменьшаться из-за снижения относительной фазовой проницаемости (ОФП) по нефти или из-за неустановившегося режима работы, то есть из-за изменения со временем радиуса «депрессионной воронки». За счет этого, для поддержания заданного дебита, необходимо снижать забойное давление, что в определенный момент приводит к нарушению равновесного состояния. На рисунке 3 показан профиль градиента фильтрационного потенциала для ячеек ниже ГНК на момент расчета критического дебита (31 день) и профиль градиента фильтрационного потенциала, когда впервые существенно не выполняется условие равновесия (спустя 10 лет расчета).

Видно, что уже после десяти лет эксплуатации условие равновесия не выполняется, и по рисунку 4 можно заметить, что конус газа прорывается в скважину. Спустя 11 лет превышается ограничение по газовому фактору, равное 2 500 м^3/м^3.

Алгоритм для подхода, при котором рассчитывается критическая депрессия,

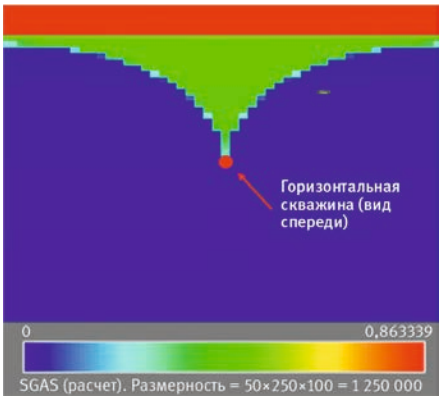


Рис. 4. Профиль газонасыщенности при работе скважины на критическом дебите, рассчитанном при помощи подбора контроля по дебиту жидкости
Fig. 4. Gas saturation profile when the well produces at a critical liquid rate, calculated using selection of liquid rate control

выглядит аналогично подходу с определением дебита, отличие только в том, что варьируется контроль по депрессии.

По рисунку 5 можно заметить, что, в отличие от предыдущего подхода, условие равновесия не превышается даже спустя 10 лет эксплуатации. По профилю газонасыщенности на рисунке 6 видно, что конус газа

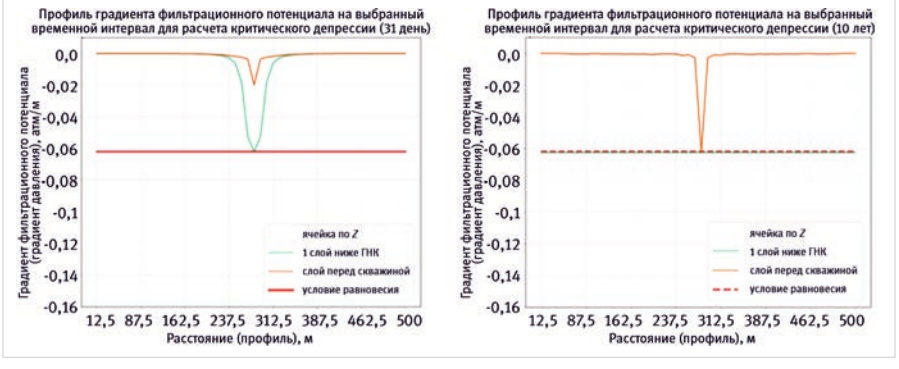


Рис. 5. Профиль градиента фильтрационного потенциала при расчете критической депрессии при помощи подбора контроля по депрессии
Fig. 5. Seepage potential profile gradient when calculating critical depression using selection of depression control

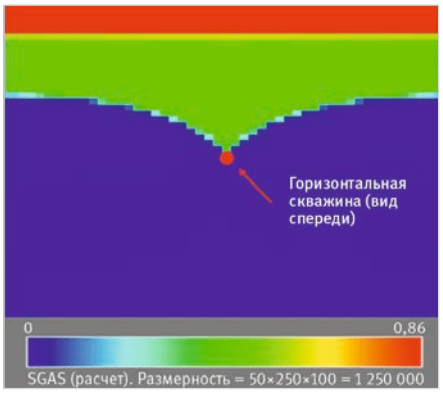


Рис. 6. Профиль газонасыщенности при работе скважины на критической депрессии, рассчитанной при помощи подбора контроля по депрессии
Fig. 6. Gas saturation profile when the well produces at a critical depression, calculated using selection of depression control

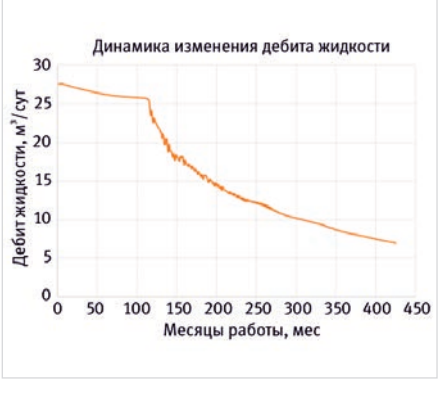


Рис. 7. Динамика критического дебита во времени
Fig. 7. Critical liquid rate time history

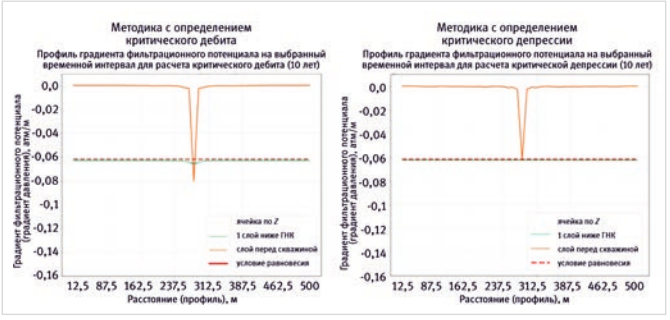


Рис. 8. Сравнение профилей градиента фильтрационного потенциала, приведенного к одному времени расчета, для двух методик
Fig. 8. Comparison of seepage potential gradient profiles reduced to same calculation time for both methods

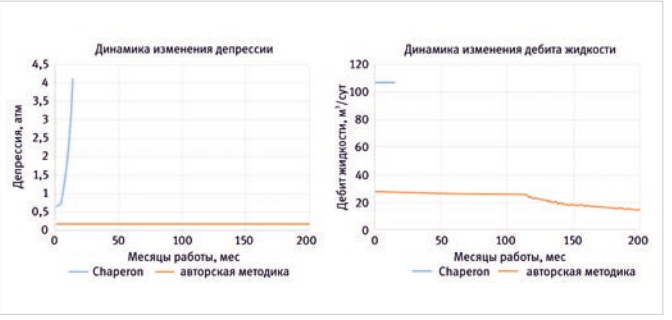


Рис. 9. Сравнение динамики изменения депрессии и дебита жидкости во времени при определении критического режима работы скважины по методике Chaperon и по авторской методике
Fig. 9. Comparison of liquid rate and depression time histories when determining the critical well operation using the Chaperon method and the author's method

не прорывается, а распределяется по горизонтали, и газовый фактор превышает ограничение лишь после 35 лет эксплуатации.

Кроме того, при использовании данной методики можно получить динамику изменения критического дебита во времени, пример которой показан на рисунке 7.

На рисунке 8 показаны профили фильтрационного потенциала спустя 10 лет работы для двух методик в сравнении. Можно заметить, что условие равновесия в определенный момент не выполняется в случае методики с подбором критического дебита. Именно поэтому в данном случае после 11 лет работы модели газовый фактор превышает ограничение, равное 2 500 м^3/м^3. Так происходит по причине того, что даже если выполняется условие равновесия, конус газа постепенно приближается к скважине, что приводит к уменьшению нефтенасыщенной толщины, и для достижения заданного дебита жидкости требуется увеличение депрессии, а соответственно, и изменение градиента фильтрации. Следовательно, тот критический дебит, который удовлетворял условию равновесия раньше, уже будет неактуален. Однако использование критической депрессии позволяет решить эту проблему, и условие равновесия будет выполняться.

Проведено сравнение разработанной методики на языке Python с аналитической методикой Chaperon [1] (рис. 9, 10). Сравнение показало, что аналитическая методика существенно завышает критический дебит жидкости и не позволяет добиться более равномерного движения конуса в сторону скважины. На рисунке 9 видно, что по методике Chaperon уже спустя год эксплуатация скважины прекращается по причине достижения ограничения по газовому фактору.

Кроме того, был проведен ретроспективный анализ на одном из месторождений, геолого-физические параметры которого использовались для демонстрации работы методики. Изначально эксплуатация велась с высоким режимом работы порядка 100 м^3/сут, что приводило к частым прорывам газа. Снизив интенсивность отборов до 27 м^3/сут (рис. 11), удалось достичь стабильной работы скважины без прорывов, что подтверждает целесообразность использования предложенного подхода, согласно которому критический режим эксплуатации равен 26 м^3/сут.

Итоги

Оперирование критическим дебитом при разработке нефтегазовых залежей связано с определенными сложностями, так как

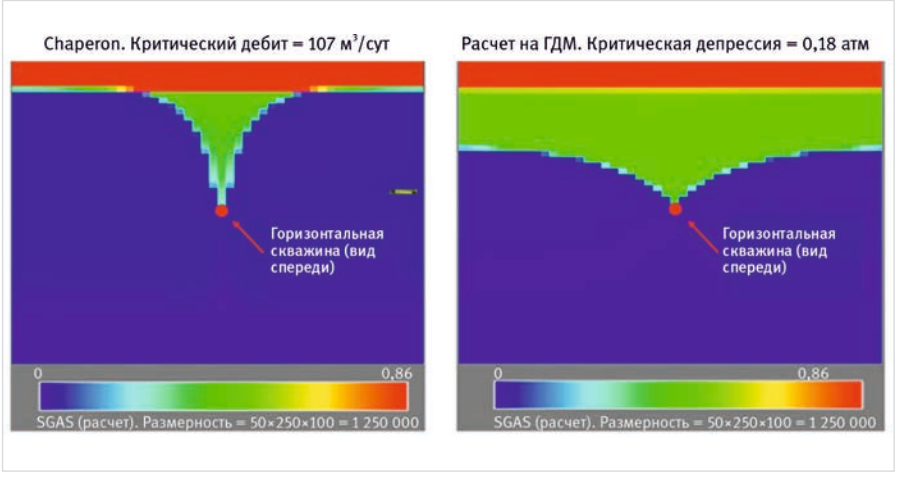


Рис. 10. Сравнение профилей газонасыщенности при работе скважины на критическом дебите, рассчитанном по методике Chaperon, и по разработанной методике при помощи ГДМ
Fig. 10. Comparison of gas saturation profiles during the operation of the well at a critical rate, calculated by Chaperon method and by the developed method using hydrodynamic modeling

Рис. 11. Пример оптимизации режима работы скважины на реальном месторождении
Fig. 11. An example of optimizing the well operation mode in a real field

критический дебит будет меняться в зависимости от текущего состояния пластовой системы. Данные изменения могут происходить как по причине снижения ОФП по нефти, так и вследствие нестационарного поля давлений.
Выявлено, что наиболее предпочтительный способ определения критического режима эксплуатации скважины — это оперировать критической депрессией.
При использовании аналитической методики результаты расчета критического дебита завышаются примерно в 4 раза по сравнению с разработанной методикой с использованием ГДМ.

Выводы

Разработан способ определения критической депрессии скважин при помощи гидродинамического моделирования. Подход позволит проводить корректировку режима работы скважин, осложненных частыми прорывами газа. Вполне возможно, что снижение депрессии до условий, при которых будет сохраняться условие равновесия, приведет к эффекту в долгосрочном периоде из-за меньших остановок скважин.
Проведен ретроспективный анализ на месторождении, где изначально эксплуатация велась с высоким режимом работы порядка 100 м^3/сут, что приводило к частым прорывам газа. Снижение интенсивности отборов до 27 м^3/сут позволило достичь стабильной работы скважины без прорывов, что подтверждает достаточную точность предложенного подхода для определения критического режима эксплуатации, согласно которому он равен 26 м^3/сут, относительная погрешность составляет 4 %. Результаты данного анализа также согласуются с выводом, что аналитические методики способны завышать критический режим работы скважины вплоть до 300 %, так как по результатам расчета при помощи аналитической методики критический режим оказался равен 107 м^3/сут. Эксплуатация с таким режимом влечет существенное нарушение гравитационного равновесия в пласте, что приводит к быстрым прорывам газа.

Литература

1. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15377-MS. (In Eng).
2. Эфрос Д.А. Исследования фильтрации неоднородных систем. Москва: Гостоптехиздат, 1963. 352 с.
3. Karcher B., Giger F., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15430-MS. (In Eng).
4. Verga F., Viberti D., Verrano P. Prediction of water coning and water cresting: analytical or numerical models? Offshore mediterranean conference and exhibition, Ravenna, 28–30 March 2007, Italy. OMC-2007-173 (In Eng).
5. Espinola O., Guzman J.D., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study Pemex, Mexico. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
6. Бравичева Т.Б., Бравичев К.А., Палий А.О. Компьютерное моделирование процессов разработки нефтяных месторождений. Нижний Новгород: Вектор ТиС, 2007. 352 с.
7. Muskat M., Wyckoff R.D. An approximate theory of water coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).

ENGLISH

Results

Operating a critical flow rate in the development of oil and gas deposits is associated with certain difficulties, since the critical flow rate will vary depending on the current reservoir conditions. These changes can occur both due to a decrease in relative permeability for oil, and due to a non-stationary pressure field.
It was found that the most preferred way to determine the critical operation of well is to operate with critical drawdown.
When using the analytical methodology, the results of calculating the critical flow rate are overestimated by about four times, compared with the developed methodology using the hydrodynamic model.

Conclusions

A method has been developed for determining the critical drawdown of wells using hydrodynamic modeling. The approach will make it possible to adjust the well operation complicated by frequent gas breakthroughs. It is quite possible that lowering the drawdown to the conditions under which the equilibrium condition will be maintained, will lead to an effect in the long term due to fewer well shutdowns.
A retrospective analysis was carried out at the field, where initially well was operating at high operating mode of about 100 m^3/day, which led to frequent gas breakthroughs. Reducing the rate to 27 m^3/day made it possible to achieve stable operation of the well without breakthroughs, which confirms the sufficient accuracy of the proposed approach to determine the critical well operation, according to which it is equal to 26 m^3/day, the relative error is 4 %. The results of this analysis are also consistent with the conclusion that analytical methods overestimate the critical well operation up to 300 %. According to the results of calculation using the analytical method, the critical well operation is 107 m^3/day. Such well operation leads to a significant violation of the gravitational equilibrium in the reservoir, which leads to rapid gas breakthroughs.

References

1. Chaperon I. Theoretical study of coning toward horizontal and vertical wells in anisotropic formations: subcritical and critical rates. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15377-MS. (In Eng).
2. Efros D.A. Investigation of filtration of heterogeneous systems. Moscow: Gostoptekhizdat, 1963, 351 p. (In Russ).
3. Karcher B., Giger F., Combe J. Some practical formulas to predict horizontal well behavior. SPE annual technical conference and exhibition, 5–8 October 1986, New Orleans, SPE-15430-MS. (In Eng).
4. Verga F., Viberti D., Verrano P. Prediction of water coning and water cresting: analytical or numerical models? Offshore mediterranean conference and exhibition, Ravenna, 28–30 March 2007, Italy, OMC-2007-173 (In Eng).
5. Espinola O., Guzman J.D., Pineda H. An integrated and reliable workflow to determine critical rates for gas and water coning in oil and gas reservoirs – a multi well approach, case study Pemex, Mexico. SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago, June 2016, SPE-180775-MS. (In Eng).
6. Bravicheva T.B., Bravichev K.A., Paliy A.O. The computer modeling of oilfield development processes. Nizhny Novgorod: Vector TiS, 2007, 352 p. (In Russ).
7. Muskat M., Wyckoff R.D. An approximate theory of water coning in oil production. Transactions of the AIME, 1935, Vol. 114, issue 1, P. 144–163. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кулеш Владислав Александрович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Исламов Ринат Робертович, к.ф.-м.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Kulesh Vladislav Aleksandrovich, senior specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: kuleshva@bnipi.rosneft.ru

Islamov Rinat Robertovich, ph.d in physics and mathematics, head of department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

STEELCONTOUR
КОМПЕНСАТОРЫ

РФ, г. Екатеринбург,
пер. Центральный рынок,
дом 6, офис 35.
info@steelcontour.com

ПРОЕКТИРУЕМ • ИЗГОТАВЛИВАЕМ • ПОСТАВЛЯЕМ

СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

| ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ |

- Осевые
- Универсальные
- Поворотные
- Сдвиговые
- Разгруженные
- Карданные
- Сильфонное компенсационное устройство

+7 (343) 31-24-246

STEELCONTOUR.COM

!

Разрабатываем и изготавливаем под заказ
с самыми различными типами компенсаторов
с любыми техническими характеристиками
и по индивидуальным чертежам заказчика,
а также патрубками под нестандартный диаметр
трубопровода, толщину стенки патрубков
и различных марок стали.

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-64-68 УДК 553.98 I Научная статья

Оценка возможностей применения гибридного моделирования для оптимизации добычного потенциала нефтегазового месторождения

Пономарев Р.Ю., Мигманов Р.Р., Зиазев Р.Р.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Рассматривается применение гибридного моделирования — прогнозирования и оптимизации параметров скважин с помощью комбинации гидродинамического и нейросетевого моделирования. Гидродинамическая модель служит эталонной моделью для обучения искусственной нейронной сети. Обученная нейросетевая модель используется в дальнейшем для решения задачи оптимизации на основе стохастического метода имитации отжига. Результатом являются оптимальные технологические параметры эксплуатации скважин, обеспечивающие максимальную добычу нефти. Подход позволяет сократить машинное время и повысить качество обоснования режимов работы скважин, необходимых для эффективной разработки месторождений.

Материалы и методы
Проведен анализ существующих методов применения нейросетевого моделирования в задачах разработки месторождений, определена архитектура искусственной нейронной сети для прогнозирования технологических параметров работы скважин, выполнены многовариантные расчеты на гидродинамической модели. Проведена апробация и оценка применения гибридного моделирования в задаче оптимизации добычного потенциала нефтегазового месторождения.

Ключевые слова
нейросетевое моделирование, гидродинамическое моделирование, разработка месторождений

Для цитирования
Пономарев Р.Ю., Мигманов Р.Р., Зиазев Р.Р. Применение гибридного моделирования для оптимизации добычного потенциала нефтегазового месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 64–68. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-64-68

Поступила в редакцию: 05.07.2023

UDC 553.98 I Original Paper

Assessment of the possibilities of using hybrid modeling to optimize the production potential of an oil and gas field

Ponomarev R.Yu., Migmanov R.R., Ziazev R.R.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The application of hybrid modeling — forecasting and optimization of well parameters using a combination of hydrodynamic and neural network modeling is considered. The hydrodynamic model serves as a reference model for training an artificial neural network. The trained neural network model is used in the future to solve the optimization problem based on the stochastic method of simulated annealing. The result is optimal technological parameters of well operation that ensure maximum oil production. The approach makes it possible to reduce machine time and improve the quality of justification of well operation modes necessary for effective field development.

Materials and methods
The analysis of the observed methods of neural network modeling in cases of field development was carried out, the architecture of the neural network was built to solve the problem, and multivariate calculations were carried out for the dynamics of the hydrodynamic model. Approbation and evaluation of the use of combined modeling in the problem of estimating a mining deposit of a field was carried out.

Keywords
neural network modeling, hydrodynamic modeling, field development

For citation
Ponomarev R.Yu., Migmanov R.R., Ziazev R.R. Application of hybrid modeling to optimize the production potential of an oil and gas field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 64–68. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-64-68

Received: 05.07.2023

Введение

Решение задач оптимизации разработки месторождений — многоэтапный и трудоемкий процесс, результативность которого чаще всего достигается путем математического моделирования. Качественное моделирование процессов разработки осложнено влиянием ряда факторов:

- неопределенность входных данных: часть характеристик месторождения можно определить лишь приближенно (усредненные характеристики пласта и др.), другая часть неизвестна;
- значительные временные затраты при расчете и реализации потенциальных вариантов оптимизации.

С другой стороны, с каждым днем все активнее внедряются методы искусственного интеллекта в задачах, связанных с прогнозированием и оптимизацией технологических процессов. В частности, к ним можно отнести задачи разработки месторождения, включая оптимизацию добычи. Искусственные нейронные сети (ИНС) позволяют устанавливать

взаимосвязи между параметрами и в дальнейшем использовать полученную информацию для прогнозирования. В некотором смысле ИНС становится цифровым двойником анализируемого объекта, а относительная простота вычислительной архитектуры ИНС в ряде случаев позволяет значительно сократить время расчета прогнозных вариантов.

Целью работы является исследование возможностей применения нейросетевых моделей для оптимизация процесса многовариантного расчета на полномасштабной ГДМ с применением методов гибридного моделирования и определения оптимальных технологических параметров работы скважин:

- даты переводов скважин под закачку;
- целевые приемистости нагнетательных скважин;
- режимы работы добывающих скважин.

При проведении оптимизационных расчетов в данной работе не учитываются технологические ограничения, связанные с передвижениями буровых станков и эксплуатацией скважин. Реальные ограничения могут быть учтены в дальнейших исследованиях. Исходная гидродинамическая модель считается идеальной, то есть описывает реальные физические процессы, происходящие на моделируемой залежи.

Постановка задачи

Для исследования возможностей применения гибридного моделирования выбрано месторождение Западной Сибири, разработка которого осложнена наличием подстилающей воды и газовой шапки (рис. 1). В этих условиях определение оптимальных технологических параметров работ скважин является трудоемкой задачей.

Характеристики рассматриваемого объекта (табл. 1):

- площадь с газовой шапкой;
- залежь куполообразная;
- рассматриваемая залежь не введена в разработку.

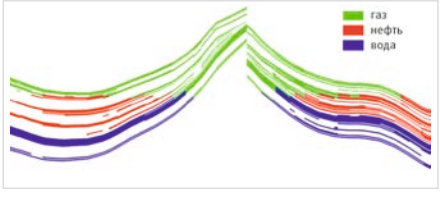


Рис. 1. Разрез через центр нефтегазовой залежи
Fig. 1. Section through the center of an oil and gas deposit

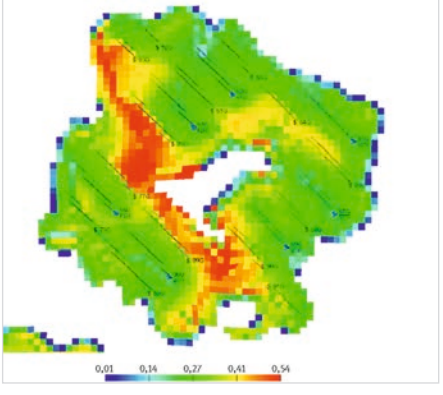


Рис. 2. Куб нефтенасыщенности залежи
Fig. 2. Oil saturation cube

Характеристика гидродинамической модели залежи (рис. 2):

- размерность — 69×65×77;
- фазы в модели: нефть, вода, газ;
- скважины: 14 добывающих и 7 нагнетательных скважин;
- время счета на 20 лет составляет около 2 минут.

Предпосылки применения нейросетевых технологий

Для достижения поставленных целей требуется инструмент, который позволяет воспроизвести физические процессы разработки аналогично гидродинамической модели (ГДМ), и за короткий промежуток времени провести многовариантные расчеты. Одним из возможных вариантов увеличения скорости расчетов является применение 2D гидродинамических прокси-моделей, однако создание таких моделей требует существенных трудозатрат.

Нейросетевое моделирование это метод машинного обучения, ключевой особенностью которого является процесс самообучения на экспериментальные данные или, как в контексте поставленной задачи, на результаты расчетов ГДМ. Опираясь на теорему Колмагорова-Арнольда, в которой говорится, что любую непрерывную функцию n переменных можно получить с помощью операций сложения, умножения и суперпозиции из непрерывных функций одной переменной, и переложить теорему применительно к нейронным сетям, то можно утверждать, что ИНС способна воспроизвести любую монотонную функцию при достаточном количестве нейронов. Следовательно, ИНС может выступать как универсальный аппроксимирующий инструмент. При этом скорость вычисления нейросетевых моделей остается достаточно высокой за счет относительной простоты математической структуры сети.

Ограничением инструмента являются высокие требования к исходному объему данных. Для получения качественных результатов требуется достаточно разнообразная и достоверная обучающая выборка. Вторым

Табл. 1. Геолого-физические параметры залежи
Tab. 1. Geological and physical parameters of the deposit

№	Параметры	Размерность	Пласт Ю4
1	Средняя глубина залегания кровли	м	2 570
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-2 700
3	Абсолютная отметка ГНК	м	-2 614
4	Тип залежи		пластово-сводовая, нефт. оторочка с газ. шапкой
5	Площадь нефте/газоносности	тыс. м^2	16 910/2 288
6	Средняя эфф. нефтенасыщенная толщина	м	5,5
7	Средняя эфф. газонасыщенная толщина	м	5,8
8	Средняя эфф. водонасыщенная толщина	м	5,9
9	Коэффициент пористости	доли ед.	0,16
10	Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0,53
11	Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0,53
12	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,53
13	Коэффициент газонасыщенности пласта	доли ед.	0,55
14	Проницаемость	мкм^2	0,0105
15	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,23
16	Расчлененность	ед.	6
17	Начальное пластовое давление	Мпа	26,3
18	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см^3	0,828
19	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см^3	0,883
20	Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1,106
21	Содержание серы в нефти	%	1,2
22	Содержание парафина в нефти	%	4,08
23	Давление насыщения нефти газом	Мпа	11,5
24	Газосодержание	м^3/т	108,4
25	Плотность конденсата в стандартных условиях	г/см^3	0,73
26	Вязкость газа в пластовых условиях	мПа·с	0,0207
27	Плотность газа в пластовых условиях	кг/м^3	0,1717
28	Коэффициент сверхсжимаемости газа	доли ед.	0,94
29	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	0,397
30	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см^3	1,012
31	Сжимаемость породы	1/МПа×10^{-4}	0,37
32	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	4

ограничением является невозможность прогнозирования за пределами обучающей выборки.

Идея использования гибридного подхода при моделировании процессов фильтрации имеет широкое распространение: так, например, в работе [1] используется гибрид искусственной нейронной сети и емкостно-резистивная модель CRM (Capacitance-Resistive Models), которые позволяют получить упрощенную частично физически содержательную модель дебита жидкости, забойного давления, и доли нефти добывающих скважин в зависимости от уровней приемистости нагнетательных скважин. Искусственная нейронная сеть при этом используется для аппроксимации и прогнозирования обводненности продукции добывающей скважины, в зависимости от уровней закачки воды в нагнетательной скважине. Полученная гибридная модель применяется для решения ограниченного круга задач, а именно задач управления заводнением.

В другой работе [2] предлагается метод проектирования гидродинамических МУН с помощью интеграции решений, полученных с помощью методов машинного обучения, в традиционную гидродинамическую модель. Ключевой особенностью метода является использование алгоритмов машинного обучения для расчета оптимального распределения закачки на месторождении с последующей верификацией результатов в адаптированной гидродинамической модели. Данный поход, как и предыдущий, решает одну конкретную задачу разработки, связанную с оптимальным распределением закачки на месторождении.

Применение ИНС для расчета технологических параметров разработки месторождений возможно в формате суррогатной модели пласта SRM (Surrogate Reservoir Model) [3]. Данная модель функционирует как модель ИНС, в которой полностью имитируются численные решения, полученные с помощью полноценного гидродинамического моделирования. На практике полученные суррогатные модели применяют с целью достижения максимальной добычи нефти за счет регулирования режимов работы уже действующего фонда нефтяных скважин. В нашем представлении заявленный метод является перспективным и может быть расширен для решения большего круга промысловых задач, связанных, например, с проектированием и разработкой месторождений.

В нашей работе мы применяем, исследуем и расширяем применимость методов суррогатного моделирования, предложенного в работе [4]. Ключевыми особенностями нашего подхода является применение методов нейросетевого моделирования (а именно модели LSTM) в качестве суррогатной модели для имитации работы ГДМ. Также мы расширяем и исследуем область применения методов искусственного интеллекта для решения задач оптимизации проектирования еще не запущенных в разработку месторождений.

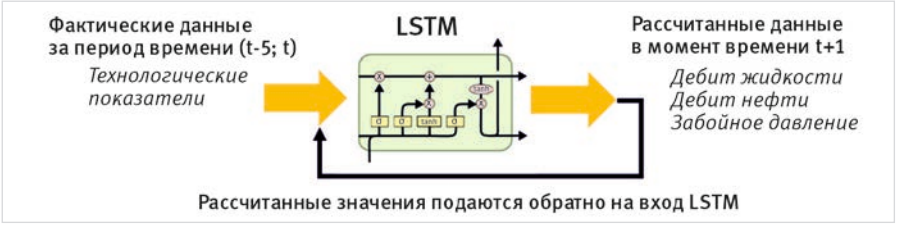


Рис. 3. Схема прогнозирования (авторегрессия)
Fig. 3. Prediction (autoregression)

Создание обучающей выборки

Для применения нейросетевого моделирования необходимо создать выборку прогнозных вариантов, на основе которых будет происходить обучение ИНС. Распределение параметров в обучающей выборке создавалась с помощью корпоративного ПМ «Rexlab», прогнозные варианты рассчитывалась на ГДМ в корпоративном ПО «РН-КИМ».

Описание вариантов:

- скважины вводятся каждый месяц в случайном порядке;
- характер скважин остается неизменным (нагнетательные скважины без отработки);
- забойное давление добывающих скважин варьируется в пределах от 50 до 150 атм.;
- приемистость нагнетательных скважин задается в пределах от 400 до 1 000 м^3/сут.
- общее количество вариантов — 50.

Такие параметры, как забойное давление добывающих скважин и приемистость нагнетательных, в каждой выборке подбираются с помощью латинского гиперкуба. Латинский гиперкуб — один из стандартных алгоритмов планирования эксперимента, позволяющий сгенерировать набор случайных вариантов, которые характеризуются максимальным разнообразием абсолютных значений параметров и большим количеством неповторяющихся сочетаний сгенерированных величин.

Подготовка данных и результаты обучения

Перед обучением все исходные данные нормализуются по правилу Z-нормализации для каждой скважины по всем вариантам. Нормализованная оценка величины x рассчитывается по формуле:

$$z = \frac{x - \overline{X}}{S_x}, \qquad (1)$$

где $\overline{X}$ — среднее значение, S_x — стандартное отклонение для множества данных x. Z-нормализация позволяет привести физические величины в единый цифровой диапазон и упростить процесс обучения нейронной сети.

Данные, подаваемые на вход нейронной сети:

- для добывающих скважин: дебит нефти, забойное давление;
- для нагнетательных скважин: приемистость.

Обучающая выборка ИНС состоит из 46 вариантов, тестовая выборка — из 4 вариантов. Тестовые варианты выбраны таким образом, чтобы не выходить за пределы обучающей выборки.

Для задачи прогнозирования технологических показателей скважин реализована авторегрессионная нейросетевая модель LSTM, для которой текущее значение зависит от предыдущих его элементов временного ряда. Входным вектором модели является предыстория динамики технологических показателей, а выходным вектором — дебит нефти по добывающим скважинам на следующий временной шаг. В процессе нейросетевого моделирования дебит нефти рассчитывается и передается обратно на вход ИНС для генерации следующего временного шага. Принципиальная схема представлена на рисунке 3.

Процесс обучения модели является ключевой процедурой нейросетевого моделирования. Обучение проводится путем оптимизации весовых коэффициентов с целью достижения минимального расхождения между рассчитанными и фактическими значениями дебитов нефти. Однако важно

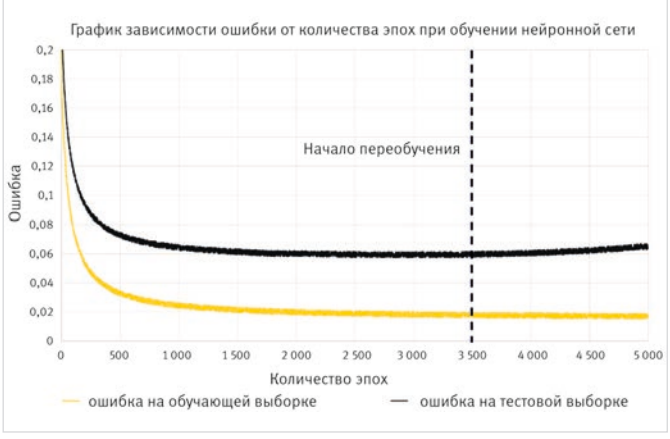


Рис. 4. Пример переобучения нейронной сети
Fig. 4. An example of retraining a neural network

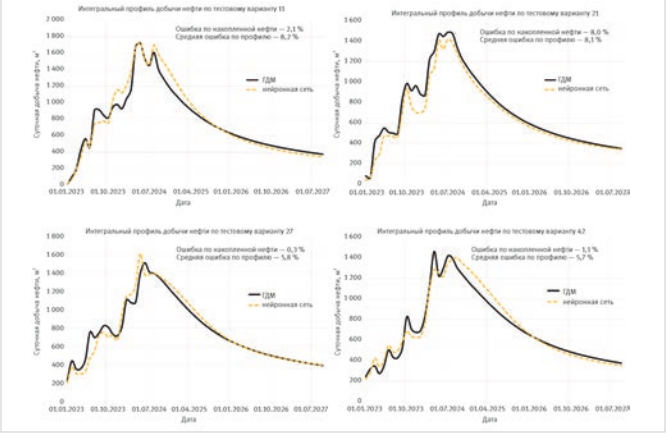


Рис. 5. Интегральный профиль по тестовым вариантам № 11, 21, 27 и 42
Fig. 5. Integral profile according to test variants № 11, 21, 27 and 42

не допустить переобучения модели: при переобучении ИНС теряет способность корректно прогнозировать элементы временного ряда, поскольку буквально «запоминает» обучающую выборку. Чтобы контролировать этот процесс, обучающая выборка разбиваются на два множества — обучающую и валидационную. Далее проводится перекрестная проверка ошибки на обоих множествах: если на валидационном множестве ошибка начинает расти, а на обучающем продолжает снижаться, то это является индикатором начала переобучения модели, и процесс обучения следует остановить (рис. 4).

Для контроля качества прогнозирования были рассчитаны тестовые варианты, не входящие в обучающую выборку. В целом, ИНС удовлетворительно воспроизводит результаты ГДМ (рис. 5–7), однако на некоторых скважинах наблюдаются периоды с ошибкой прогнозирования выше среднего (более 10 %). Максимальная ошибка, как видно из графиков, формируется в начале прогнозирования, когда добыча нефти на ГДМ претерпевает резкие изменения (пики и спады). В периоды снижения добычи нефти отмечается минимизация ошибки в силу монотонности динамики.

По итогам анализа тестовых вариантов можно сделать вывод, что прогностическая способность модели удовлетворительная со средней ошибкой не более 10 %.

Полный цикл создания обученной нейросетевой модели для имитации работы полномасштабной ГДМ составляет 24,5 часа, в том числе 12,5 часа на расчет обучающей выборки и 12 часов на обучение нейросетевой модели.

Постановка и решение задачи оптимизации

Целью задачи оптимизации является определение оптимальных режимов работы скважин (дата ввода, запускные приемистости, режимы добывающих скважин) для максимизации целевой функции. Целевая функция определена как суммарные отборы нефти на периоде прогнозирования. Для поиска оптимальных решений используются различные математические оптимизационные алгоритмы, которые позволяют найти максимум за ограниченное количество итераций. В нашей работе используется метод имитации отжига. Данный метод имеет ряд преимуществ:

- метод прост в реализации;
- не требуются дополнительные вычислительные затраты для оптимизации.

Однако метод не гарантирует нахождение глобального максимума и поэтому рекомендуется запускать расчет несколько раз.

Для количественной оценки успешности оптимизации был определен базовый вариант разработки из обучающей выборки — вариант с наименьшими забойными давлениями. Данный вариант является тривиальным, с точки зрения разработки, для достижения максимальных отборов нефти. Целью работы оптимизатора является расчет более эффективных распределений забойного давления и оптимальных запусков добывающих и нагнетательных скважин для достижения больших отборов нефти, чем обеспечивает базовый тривиальный вариант.

В результате работы алгоритма оптимизации были получены даты ввода, запускные приемистости и режимы добывающих скважин (табл. 2). Полученные режимы были загружены в ГДМ и рассчитан прогнозный оптимальный вариант (рис. 8).

В ходе оптимизации была достигнута дополнительная добыча нефти 45 тыс. тонн за 5 лет (+3 % относительно базового варианта). Время счета составило — 50 минут, количество итераций — 1 000 расчетов. Прямой расчет 1 000 вариантов на ГДМ занял бы 250 часов машинного времени. Дополнительная добыча нефти достигнута за счет сокращения прорыва нежелательного газа из газовой шапки. Об этом свидетельствует динамика добычи газа (рис. 9) и карта оптимизационных мероприятий (рис. 10).

Итоги

В работе апробирован метод гибридного моделирования, основанный на применении нейросетевого моделирования в качестве цифрового двойника полноценной гидродинамической модели. Гибридное моделирование позволяет минимизировать затраты на трудоемкие расчеты прогнозных вариантов,

Табл. 2. Результаты решения оптимизационной задачи
Tab. 2. Results of solving the optimization problem

Скв.	Дата ввода		Приемистость, м³/сут		Рзаб, атм	
	Базовый	Оптим.	Базовый	Оптим.	Базовый	Оптим.
1	01.02.2023	01.02.2023	–	–	50	50
2	01.06.2024	01.01.2023	–	–	50	70
3	01.04.2023	01.09.2024	–	–	50	60
4	01.12.2023	01.08.2024	–	–	50	50
5	01.03.2023	01.07.2024	–	–	50	60
6	01.09.2024	01.06.2024	–	–	50	60
7	01.10.2023	01.03.2023	–	–	50	50
8	01.01.2024	01.05.2024	–	–	50	50
9	01.07.2023	01.04.2023	–	–	50	150
10	01.01.2023	01.04.2024	–	–	50	50
11	01.08.2024	01.05.2023	–	–	50	150
12	01.03.2024	01.03.2024	–	–	50	60
13	01.11.2023	01.02.2024	–	–	50	60
14	01.08.2023	01.01.2024	–	–	50	50
15	01.06.2023	01.12.2023	1 000	1 000	–	–
16	01.05.2023	01.11.2023	1 000	1 000	–	–
17	01.05.2024	01.10.2023	1 000	1 000	–	–
18	01.07.2024	01.06.2023	1 000	1 000	–	–
19	01.04.2024	01.11.2023	1 000	1 000	–	–
20	01.09.2023	01.12.2023	1 000	1 000	–	–
21	01.02.2024	01.07.2023	1 000	1 000	–	–

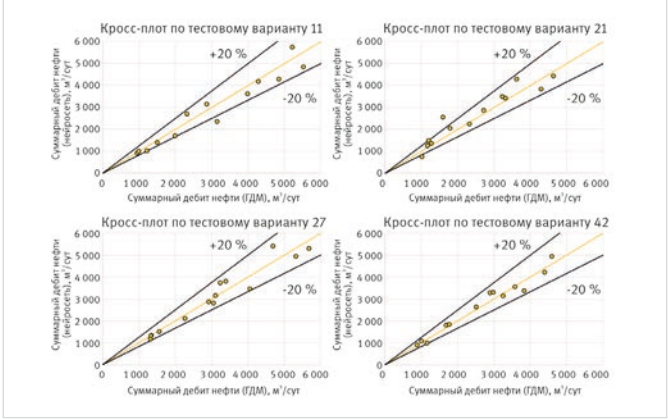


Рис. 6. Кросс-плот по тестовому варианту 42
Fig. 6. Cross-plot according to test case 42

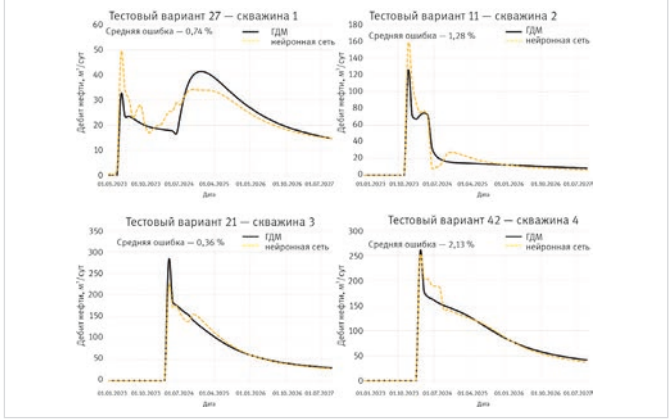


Рис. 7. Посскважинный результат прогнозирования данных тестового варианта
Fig. 7. Well test case data prediction result

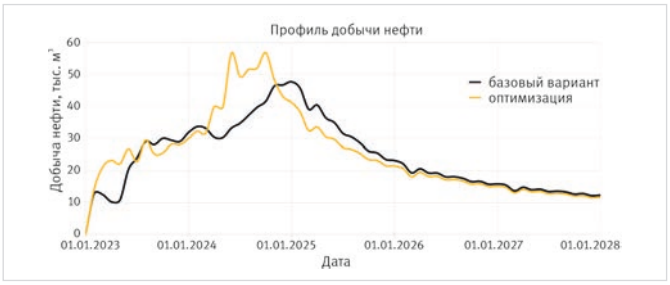


Рис. 8. Профиль добычи нефти за 5 лет базового варианта и варианта с оптимизацией
Fig. 8. Oil production profile for 5 years of the base case and the case with optimization

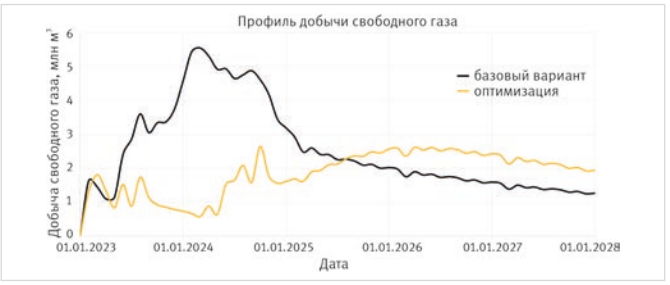


Рис. 9. Профиль добычи газа за 5 лет базового варианта и варианта с оптимизацией
Fig. 9. Gas production profile for 5 years of the base case and the case with optimization

производимые на полномасштабной ГДМ, и тем самым упрощает процесс решения различных задач оптимизации и обоснования оптимальных режимов работы добывающих скважин.

Выводы

- Метод нейросетевого моделирования позволяет расширить применимость традиционной ГДМ в задачах разработки нефтегазовых месторождений;
- Решение задачи оптимизации технологических параметров работы скважин на рассматриваемой залежи позволило получить прирост по добыче нефти за 5 лет на 45 тыс. тонн (3 % относительно базового варианта);
- Итоговое сокращение времени, с учетом формирования обучающей выборки и обучения модели LSTM, составляет 225 часов (в 10 раз быстрее относительно прямого оптимизационного расчета на полномасштабной ГДМ);
- Предложенный подход может быть использован для дальнейшего развития направления по применению нейросетевого моделирования в нефтегазовой промышленности.

Литература

1. Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю. Способ оперативного управления заводнением пластов. Патент RU 2715593 C1. Заявитель и пантообладатель ООО «ТИНГ». 2020.
2. Бриллиант Л.С., Завьялов А.С., Данько М.Ю., Андонов К.А., Шпуров И.В., Браткова В.Г., Давыдова А.В. Интеграция методов машинного обучения и геолого-гидродинамического моделирования при проектировании разработки месторождений // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 48–53.
3. Shahab D. Mohaghegh, Fareed Abdulla. Production management decision analysis using ai-based proxy modeling of reservoir simulations – a look-back case study. SPE Annual Technical Conference and exhibition, Amsterdam, The Netherlands, October 2014, SPE-170664-MS. (In Eng).

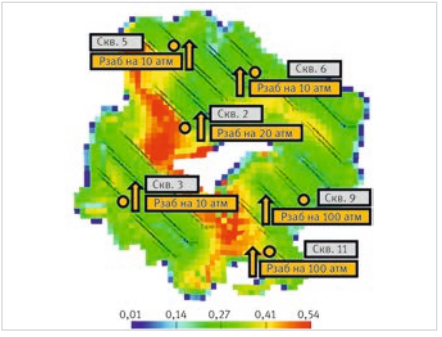


Рис. 10. Карта нефтенасыщенности с учетом оптимизации по скважинам
Fig. 10. Oil saturation map taking into account optimization by wells

4. Qin He, Shahab D. Mohaghegh, Zhikun Liu. Reservoir simulation using smart proxy in SACROC unit – case study. SPE Eastern Regional Meeting, Canton, Ohio, USA, September 2016. SPE-184069-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

The paper has tested a hybrid modeling method based on the use of neural network modeling as a digital twin of a full-fledged hydrodynamic model. Hybrid modeling makes it possible to improve the quality of the process of substantiating the operating modes of wells necessary for efficient field development.

Conclusions

- The neural network modeling method allows to expand the applicability of traditional GDM in the tasks of oil and gas field development;
- Solving the problem of optimizing the technological parameters of the wells in the considered deposit allowed to obtain an increase in oil production over 5 years by 45 thousand tons (3% relative to the basic option);
- The final reduction in time, taking into account the formation of the training sample and the training of the LTM model, is 225 hours (10 times faster relative to the direct optimization calculation on a full-scale GDM);
- The proposed approach can be used for further development of the application of neural network modeling in the oil and gas industry.

References

1. Method of operative control of water flooding of formations. Patent RU 2715593 C1. “Tyumen oil and gas institute” LLC (RU), 2020. (In Russ).
2. Brilliant L.S., Zavialov A.S., Danko M.Yu., Andronov K.A., Shpurov I.V., Bratkova V.G., Davydov A.V. Integration of machine learning methods and geological and hydrodynamic modeling in field development design. Oil industry, 2022, issue 3, P. 48–53. (In Russ).
3. Shahab D. Mohaghegh, Fareed Abdulla. Production management decision analysis using ai-based proxy modeling of reservoir simulations – a look-back case study. SPE Annual Technical Conference and exhibition, Amsterdam, The Netherlands, October 2014, SPE-170664-MS. (In Eng).
4. Qin He, Shahab D. Mohaghegh, Zhikun Liu. Reservoir simulation using smart proxy in SACROC unit – case study. SPE Eastern Regional Meeting, Canton, Ohio, USA, September 2016. SPE-184069-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пономарев Роман Юрьевич, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Мигманов Руслан Рамилевич, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Зиазев Рамиль Ришатович, заместитель начальника управления,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ponomarev Roman Yurievich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ryponomarev@tnnc.rosneft.ru

Migmanov Ruslan Ramilevich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ziazev Ramil Rishatovich, deputy head of department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73 УДК 622.276 I Научная статья

Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа

Приз К.И.[1], **Алексеев А.С.**[1], **Черкасов Н.А.**[2], **Священко А.В.**[2], **Иванов Е.Н.**[2], **Шилов Д.С.**[2], **Сексяев А.П.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия
kipriz@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В настоящее время на многих крупных месторождениях с массивной газовой шапкой остро стоит проблема прорывного газа газовых шапок, добываемого при разработке нефти тонких нефтяных оторочек в условиях инфраструктурных ограничений. Одним из возможных способов ограничения добычи газа, снижения газового фактора и возврата фонда в добычу является периодическая эксплуатация скважин. Для ускорения выравнивания газового конуса и возврата фонда в добычу при периодической эксплуатации применена обратная закачка дегазированной нефти в пласт. На Среднеботуобинском месторождении, расположенном в Восточной Сибири, проведены успешные опытно-промышленные работы по закачке дегазированной нефти и на основании полученных от обработок эффектов начато полномасштабное тиражирование на ботуобинском горизонте.

Материалы и методы
В начале 2022 года реализованы первые обработки в 14 скважинах. По результатам начато полномаштабное тиражирование. В работе выполнен анализ проведенных обработок дегазированной нефтью, дана оценка эффективности применяемой технологии.

Ключевые слова
закачка дегазированной нефти, конусообразование, прорыв газа, газовый фактор, накопленная добыча нефти, Восточная Сибирь, ботуобинский горизонт

Для цитирования
Приз К.И., Алексеев А.С., Черкасов Н.А., Священко А.В., Иванов Е.Н., Шилов Д.С., Сексяев А.П. Опыт периодической эксплуатации и закачки дегазированной нефти для расформирования конуса газа // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 69–73.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73

Поступила в редакцию: 02.08.2023

UDC 622.276 I Original Paper

The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning

Priz K.I.[1],**Alekseev A.S.**[1], **Cherkasov N.A.**[2], **Svyaschenko A.V.**[2], **Ivanov E.N.**[2], **Shilov D.S.**[2], **Seksyaev A.P.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Taas-Yuryakh Neftegazodobycha" LLC, Irkutsk, Russia
kipriz@tnnc.rosneft.ru

Abstract
At present, in many major fields with a gas cap, there is a severe issue of gas breakthrough from the gas cap when thin oil rims are developed in infrastructure limitation conditions. One option to limit gas production, reduce GOR, and bring wells back into production, is intermittent operation of wells. To accelerate evening out of the gas cone and bringing wells back on line after intermittent production, re-injection of de-gassed oil is applied. In the Srednebotuobinskoe Field located in East Siberia, pilot tests of de-gassed oil re-injection were conducted. Based on the obtained effect, full scale application in the Botuobinsky Horizon commenced.

Materials and methods
In early 2022, the first treatment operations were implemented in 14 wells. Based on the results, full scale application commenced. The paper provides an analysis of de-gassed oil treatment operations and an assessment of the effect achieved with the technology.

Keywords
re-injection of de-gassed oil, coning, gas breakthrough, GOR, cumulative oil production, East Siberia, botuobinsky horizon

For citations:
Priz K.I., Alekseev A.S., Cherkasov N.A., Svyaschenko A.V., Ivanov E.N., Shilov D.S., Seksyaev A.P. The experience in intermittent production and de-gassed oil injection for dissipation of gas coning. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 69–73. 10.24412/2076-6785-2023-5-69-73

Received: 02.08.2023

Предпосылки применения обработок дегазированной нефтью

На территории РФ из общего объема запасов нефти запасы с большими газовыми шапками составляют превалирующий объем, при этом значительная их часть характеризуется тонкими нефтяными оторочками, разработка которых сопряжена с рисками прорывов газа.

В данной статье показаны результаты мероприятий по регулированию газового фактора (ГФ), таких как периодическая эксплуатация скважин и закачка дегазированной нефти (ДГН), описываются процессы, которые происходят при оттеснении конуса газа в пласте. Интерес к подобным задачам обусловлен возможностью их широкого применения при разработке других нефтегазоконденсатных месторождений.

Впервые приток нефти на Среднеботуобинском месторождении получен в 1970 году. Промышленная разработка месторождения начата в 2013 году с момента ввода в эксплуатацию ВСТО (трубопроводная система «Восточная Сибирь — Тихий океан»). Месторождение относится по величине запасов нефти и газа к категории крупных. Основной разрабатываемый объект — ботуобинский горизонт. Почти 70 % запасов нефти расположены в подгазовой зоне и приурочены к тонкой нефтяной оторочке мощностью до 18 м.

Ботуобинский горизонт формировался в прибрежно-морских условиях, что обусловило высокую латеральную и вертикальную выдержанность, связанность и проницаемость на уровне 300 мД. Глинистые разделы в пределах пласта отсутствуют, тем самым обеспечивается высокая сообщаемость между нефтяной и газовой частью залежи. Высокая связанность, хорошие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), малые нефтенасыщенные толщины создают неблагоприятные условия для эксплуатации нефтяных скважин с точки зрения прорыва газа газовых шапок к забоям добывающих скважин.

Согласно принятым проектным решениям, разработка основной части контактных запасов осуществляется на естественном режиме с применением горизонтальных и многозабойных скважин на щадящем режиме с ограничением депрессией на пласт до 5 атм [1]. Несмотря на щадящий режим работы добывающих скважин в период до двух лет, неминуемо происходят прорывы газа, как следствие, увеличение объемов добычи попутного газа.

Основным вызовом на месторождении является избыточная добыча попутного нефтяного газа (ПНГ) и газа газовой шапки (ГШ), что в условиях инфраструктурных ограничений представляет определенные проблемы, связанные с его утилизацией. Текущая стратегия ограничения добычи ПНГ включает:

- оптимизацию технологии заканчивания — применение автономных устройств контроля притока (АУКП);

Технология АУКП позволяет эксплуатировать скважину в постоянном режиме (без прорывов газа) [2], 80 % процентов запущенного фонда в газонефтеводяной зоне (ГНВЗ) в нефтенасыщенных толщинах 4–6 м имеют стремительный рост ГФ. На момент наступления критического ГФ 3 000 м^3/т накопленная добыча нефти составляет от 3 тыс. до 8 тыс. тонн.

- контроль режимов добывающих скважин (депрессия/забойное давление);

Увеличение эффективной проходки скважин по пласту совместно с ограничением депрессии по скважинам с целью недопущения роста ГФ [3, 4].

- организация закачки воды в подгазовой зоне;

Расширение зоны системы поддержания пластового давления (ППД) в подгазовой зоне месторождения позволило снизить газовый фактор на скважинах окружения. Эффект наблюдается по всей зоне, при этом тенденция сохраняется при увеличении отборов. Масштабирование системы ППД на всю зону пласта связано с большими капитальными затратами.

- периодическая эксплуатация скважин (остановка фонда с большим ГФ — БГФ);

Для ограничения добычи газа с 2020 г. на месторождении выполняются периодические остановки скважин. Для увеличения эффективности программы периодической эксплуатации в 2022 году начаты работы по глушению скважин дегазированной нефтью.

От периодической эксплуатации до «глушения ДГН»

Длительная эксплуатация скважин в зоне ГНВЗ, не охваченной системой ППД, генерирует расширение воронки депрессии и формирование конуса газа, что приводит к росту ГФ и, как следствие, к увеличению добычи ПНГ. Согласно правилам подготовки ПТД (приказ № 639 от 2019 г. [5]), граничным значением выбытия добывающих скважин является значение ГФ в 2 500 м^3/т. Установка газосепараторов на добывающем фонде позволяет снять данное ограничение. В реалиях Среднеботуобинского месторождения, как показывает практика, скважины могут эксплуатироваться без технологических осложнений при гораздо более высоких значениях ГФ, до 8 000–10 000 м^3/т. Однако здесь вступают в силу инфраструктурные ограничения по утилизации ПНГ.

Для минимизации добычи ПНГ на месторождении с 2018 года внедрена практика периодической эксплуатации фонда скважин, осложненного БГФ.

Преимущества периодической эксплуатации:

- снижение объема добычи ПНГ, равномерная выработка запасов — рациональное использование недр;
- снижение эксплуатационных затрат, в том числе энергопотребления.

Мероприятие по периодической эксплуатации заключаются в следующем: при достижении высокого значения ГФ (~3 000 м^3/т) скважина останавливается с последующим запуском через некоторый промежуток времени. На рисунке 1 приведен пример периодической работы скважин: после остановок наблюдается значительное снижение ГФ.

Физический смысл метода заключается в выравнивании и стабилизации газового конуса, подтянувшегося к скважине за время эксплуатации. Через определенный период времени происходит расформирование конуса с формированием зоны остаточной

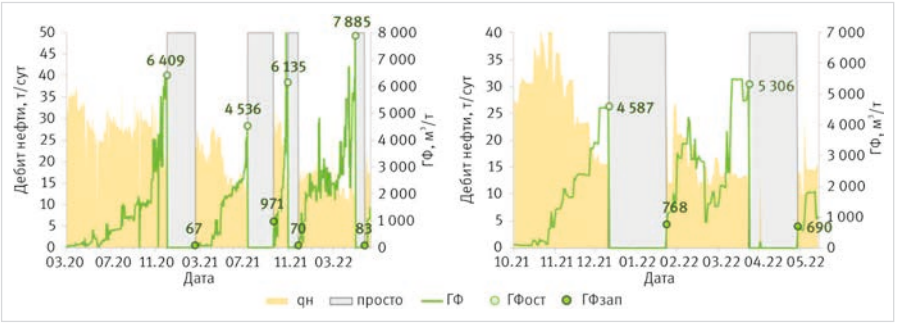


Рис. 1. Примеры показателей работы скважин с периодической эксплуатацией
Fig. 1. Examples of wells performance indicators with intermittent production

Рис. 2. Периодическая эксплуатация скважин (визуализация процесса расформирования конуса газа)
Fig. 2. Intermittent production of wells (visualization of the gas cone reform process)

Табл. 1. Показатели эксплуатации до/после периодических остановок на примере одной скважины
Tab. 1. Exploitation index before/after periodic operation on the example of one well

Остановка	Остановочные показатели			Тост	Запускные показатели			Примечание
	qж	qн	ГФ		qж	qн	ГФ	
1	27,4	21,1	3 264	63	33,5	28,0	2 499	–
2	25,0	20,0	6 168	14	29,2	24,2	1 066	–
3	26,8	22,5	3 778	15	25,0	21,0	235	Смена ГНО
4	31,0	23,4	1 651	25	34,3	26,9	1 013	–
5	25,8	20,4	4 997	36	28,5	22,4	865	–

газонасыщенности. Процесс расформирования конуса отражен на рисунке 2.

Практика применения периодической эксплуатации показала возможность многократных остановок с воспроизводимостью эффектов по снижению ГФ после повторного запуска, пример по одной из скважин приведен ниже (рис. 3, табл. 1). Это обстоятельство позволяет на постоянной основе применять рассматриваемые мероприятия для контроля добычи ПНГ.

Обобщение накопленного опыта периодической эксплуатации позволило выявить закономерность величины отношения запускного ГФ к остановочному ГФ в зависимости от времени простоя (рис. 4).

На первый взгляд можно отметить отсутствие явной закономерности и высокий разброс значений. Но при исключении остановок с высокой эффективностью (отношение ГФ ниже 0,3 при Тост не более 100 суток), для незавышения эффективности, получена общая зависимость, на основе которой была оценена оптимальная расчетная продолжительность остановок. При достижении ГФ в 3 000 м^3/т необходимое время простоя для получения на запуске ГФ в 1 000 м^3/т составляет ~130 суток. Диапозон в ±20 процентных пунктов от полученной зависимости определен как целевой интервал при оценке эффективности. Остановки, попадающие выше этой зоны, считаются неэффективными.

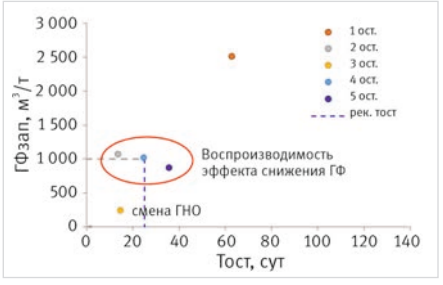


Рис. 3. Пример запускного ГФ при многократных остановках
Fig. 3. Example of start-up GOR for multiple shutdowns

При накоплении фактических остановок по скважине рекомендуемое время простоя может быть уточнено. Так, по скважинам с многократными остановками-запусками рекомендуемое время простоя составляет от 25 до 140 суток. Пример такой скважины был показан выше заменить на на рисунке 3, где рекомендуемое время остановки составило 25 суток.

Таким образом, воспроизводимость эффекта снижения ГФ и возможность оценки необходимого времени для достижения этого эффекта позволяет применять периодическую эксплуатацию при разработке подгазовых зон в условиях ограничения добычи ПНГ.

Однако подобный подход также имеет и свои минусы — весьма продолжительное время простоя снижает коэффициент эксплуатации фонда и приводит к уменьшению добычи нефти.

Для повышения эффективности периодической эксплуатации скважин были подробнее рассмотрены случаи значительного снижения ГФ при непродолжительном простое — область «успех», они располагаются в зеленой области. Отмечается, что большая часть скважин, где получен положительный эффект, приурочена к смене глубинного оборудования (ГНО), без смены режима работы (рис. 5). Пример по отдельной скважине был показан выше на рисунке 3.

Объяснение высокой эффективности снижения ГФ на запуске в случаях смены глубинного оборудования, по сравнению с обычными остановками, кроется в глушении скважины перед извлечением ГНО. На скважинах проводится обратное глушение товарной нефтью (глушение в затрубное пространство), забор нефти осуществляется с центрального пункта сбора, объем рассчитывается исходя из конструкции скважины.

Учитывая аномально низкое начальное пластовое давление на объекте, при глушении скважины происходит частичное поглощение доливаемой нефти, т.е. на забое создается дополнительное давление, что, в свою очередь, уменьшает вертикальный градиент давления в скважине, а следовательно, способствует ускорению расформирования газового конуса (рис. 6).

Дальнейшее развитие идей периодической эксплуатации с учетом эффектов от глушения скважин проявилось в целенаправленной закачке дегазированной нефти в пласт при остановке скважины.

Технология обработки дегазированной нефтью относительно простая и не требует существенных капитальных вложений. Обработка осуществляется силами общества группы без привлечения сторонней специальной техники и химических реагентов.

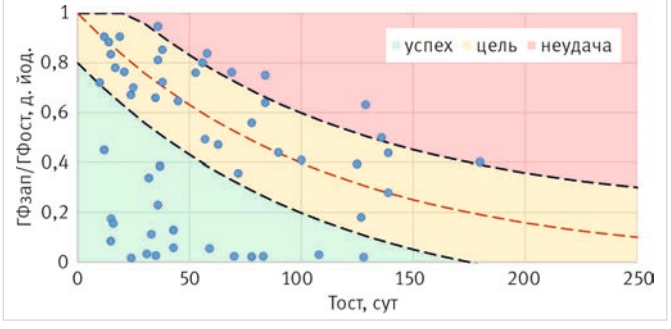


Рис. 4. Зависимость снижения ГФ от времени простоя
Fig. 4. Dependence of GOR reduction on idle time

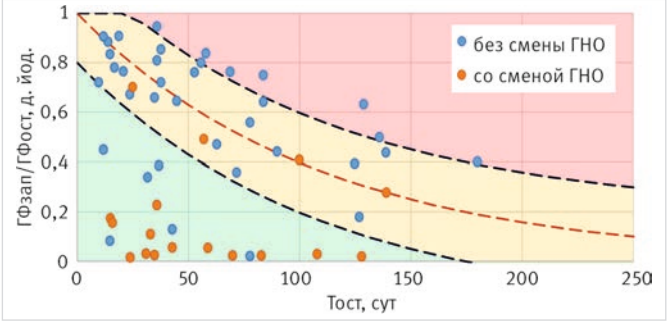


Рис. 5. Эффективность при смене ГНО
Fig. 5. Efficiency of replacing depth equipment

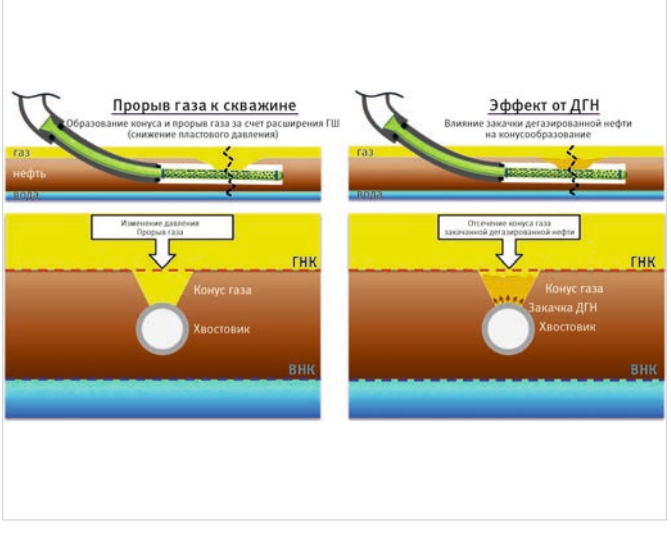


Рис. 6. Процесс оттеснения конуса газа закачкой ДГН
Fig. 6. Process of displacement of gas cone by injection of de-gassed oil

Рис. 7. Процесс закачки ДГН
Fig. 7. De-gassed oil injection process

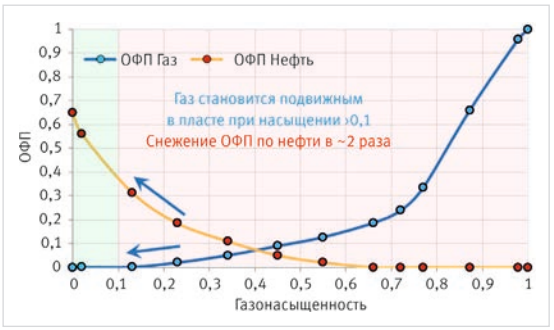


Рис. 8. ОФП система «газ-нефть»
Fig. 8. Relative phase permeability of the system «gas-oil»

Табл. 2. Показатели эксплуатации до/после периодических остановок
Tab. 2. Exploitation index before/after periodic short-term well operation

Остановка	Остановочные показатели			Тост	Запускные показатели			Примечание
	qж	qн	ГФ		qж	qн	ГФ	
1	70,9	60,8	2 796	69	66,8	57,3	2 126	–
2	39,1	33,3	5 030	139	42,6	36,9	1 014	Смена ГНО
3	20,4	17,6	3 921	11	33,5	28,9	1 384	–
4	17,0	14,7	5 691	27	24,2	20,9	1 000	Закачка ДГН

Условно процесс закачки можно разделить на четыре этапа:

1. Заезд АЦН и насосного агрегата на кустовую площадку.
2. Монтаж нагнетательной линии для закачки в затрубное пространство обрабатываемой скважины.
3. Закачка агрегатом дегазированной нефти в добывающую скважину (в среднем 50–70 м³).
4. Демонтаж нагнетательной линии по закачке растворов и линии набора нефти.

В случае обработки ДГН к эффекту изменения вертикального градиента давления добавляется эффект изменения фазовой проницаемости для газа за счет проникновения закачиваемой нефти в призабойную зону пласта и оттеснения газового конуса [6]. Фазовый эффект хорошо проиллюстрирован на диаграмме относительной фазовой проницаемости (ОФП) на рисунке 8: сдвиг влево по оси газонасыщенности позволяет снизить относительную проницаемость газа.

Также закачка дегазированной нефти может способствовать очистке призабойной зоны пласта от асфальтосмолопарафиновых отложений.

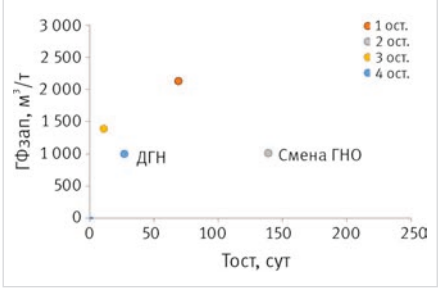


Рис. 9. Пример запускного ГФ при закачке ДГН
Fig. 9. Example of start-up GOR for injection of de-gassed oil

Первые обработки дегазированной нефтью в рамках ОПР показали свою практическую эффективность, и с 2022 года началось тиражирование данной технологии на месторождении. По состоянию на 01.01.2023 года проведено 96 обработок скважин, обработки доказали свою эффективность. Пример эффективности закачки ДГН по скважине приведен в таблице 2 и на рисунке 9.

На рисунке 10 приведено сравнение эффективности по снижению ГФ от обработок ДГН с обычными остановками в тех же скважинах. Легко заметить, что более интенсивное снижение ГФ на запуске отмечается в случае закачки ДГН, что положительно сказывается на времени простоя скважин для расформирования газового конуса.

Обобщенные результаты анализа эффективности по обработкам ДГН (рис. 11) показывают запускной ГФ в среднем в 3 раза меньше, чем без обработок, при сопоставимых остановочных показателях. Сокращение необходимого времени простоя скважины для расформирования газового конуса изменяется от 130 до 30 суток. Также можно отметить увеличившееся время эффективной работы (период до достижения ГФ в 3000 м³/т). За счет сокращения времени простоя увеличивается коэффициент эксплуатации скважин: с 0,29 в случае периодической эксплуатации до 0,67 с обработками ДГН (табл. 3).

Итоги

В работе описан положительный опыт применения периодической эксплуатации, в том числе совместно с закачкой дегазированной нефти в зоне ГНВЗ пласта Бт Среднеботуобинского месторождения. Данный опыт составляет основу одной из опций по ограничению добычи ПНГ на месторождении.

Подход позволяет снизить объем добычи ПНГ, увеличить коэффициент эксплуатации добывающих скважин.

Выводы

Периодическая эксплуатация скважин позволяет эксплуатировать добывающие скважины при неблагоприятных условиях обширной подгазовой зоны и высокой связности коллектора. Закачка дегазированной нефти при остановках позволяет повысить эффективность таких мероприятий за счет усиления эффекта по снижению запускного ГФ и сокращения времени простоя скважины.

Подобный опыт может быть полезен для разработки нефтяных оторочек в условиях инфраструктурных ограничений по утилизации ПНГ.

Литература

1. Леванов А.Н., Белянский В.Ю., Волков И.А., Анурьев Д.А., Гринченко В.А., Мусабиров Т.Р. Обоснование концепции разработки

Табл. 3. Параметры периодической эксплуатации
Tab. 3. Periodic operation parameters

Опция	Тост	Траб	Кэксп (год)	Циклов в год
Периодика	130	49	0,29	2,04
Периодика+ДГН	30	58	0,67	4,15

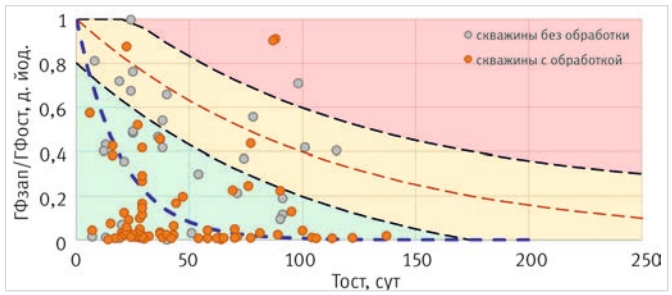


Рис. 10. Зависимость снижения ГФ при закачке ДГН от времени простоя
Fig. 10. Dependence of GOR reduction during injection of de-gassed oil on idle time

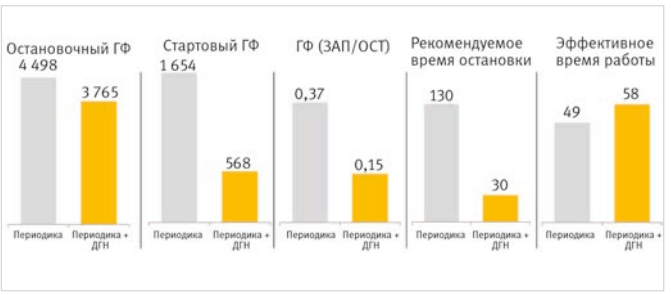


Рис. 11. Сводные результаты анализа эффективности по обработкам
Fig. 11. Matching of the results of the efficiency analysis of the treatments

крупного сложнопостроенного месторождения Восточной Сибири на основе гидродинамического моделирования. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 26–28 октября, 2015. SPE-176636-RU.
2. Зюзев 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.
3. Леванов А.В., Кобяшев А.В., Чупров А.А., Ященко С.А., Мусин Р.А., Чиргун А.С., Священко А.В., Гринченко В.А. Эволюция подходов к разработке нефтяных оторочек терригенных коллекторов месторождений Восточной Сибири. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 16–18 октября, 2017. SPE-187772-RU.
4. Гринченко В.А., Махмутов Д.З., Горбов А.Н., Валеев Р.Р., Султанов Р.Б., Близнюков В.Ю., Асадуллин Р.Р., Иванишин В.М, Акчурин Р.Х., Бутаков П.В., Маликов Д.А., Сверкунов С.А., Вахромеев А.Г. Эффективность бурения и заканчивания наклонно-направленных нефтедобывающих скважин в Восточной Сибири через эволюцию горизонтального участка — от одиночных стволов к конструкции «березовый лист» в связи с детализацией геологического строения залежей УВ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2020. № 5. С. 8–15.
5. Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 20 сентября 2019 г. № 639.
6. Patel R.S., Batycky J.P., Tang J.S., Lai S.Y., Nibold M.H. The application of fluid injection to mitigate coning. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1994, SPE-28570-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results
The paper describes a positive experience of application of intermittent production including together with injection of degassed oil in the zone of GNVZ of the Bt formation of the Srednebotuobinskoye field. This experience forms the basis of one of the options to limit APG production at the field.
The approach makes it possible to reduce the volume of APG production and increase of the production well efficiency.

Conclusions
Intermittent well operation allows to operate producing wells under unfavorable conditions of extensive sub-gas zone and high reservoir connectivity. Injection of de-gassed oil during shutdowns can increase the efficiency of such activities by enhancing the effect of reducing the startup GOR and reducing the well shut in time.
Such experience may be useful for the development of oil rims in conditions of infrastructure limitations on APG utilization.

References

1. Levanov A.N., Belyansky V.Yu., Volkov I.A., Anuriev D.A., Grinchenko V.A., Musabirov T.R. Concept baseline for the development of a major complex field in Eastern Siberia using flow simulation. SPE russian petroleum technology conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015, SPE-176636-MS. (In Russ).
2. Zuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Yu. Inflow control device application experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
3. Levanov A.V., Kobyashev A.V., Chuprov A.A., Yaschenko S.A., Musin R.A., Chirgun A.S., Svyashchenko A.V., Grinchenko V.A. Evolution of approaches to oil rims development in terrigenous formations of Eastern Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia Moscow, 16–18 October 2017, SPE-187772-RU. (In Russ).
4. Grinchenko V.A., Makhmutov D.Z., Gorbov A.N., Valeev R.R., Sultanov R.B., Bliznyukov V.Yu., Asadullin R.R., Ivanishin V.M., Akchurin R.Kh., Butakov P.V., Malikov D.A., Sverkunov S.A., Vakhromeev A.G., Irkutsk National Research Technical University. Efficiency of drilling and completion of directional oil-producing wells in the Eastern Siberia through a horizontal section evolution – from single wellbores to the “birch-leaf” design due to detailing of hydrocarbon deposits geological structure. Onshore and offshore oil and gas well construction, 2020, issue 5, P. 8–15. (In Russ).
5. On approval of the rules for preparing technical projects for developing hydrocarbon fields, Order № 639 by the Ministry of natural resources and environment of the Russian Federation of 20 September 2019. (In Russ).
6. Patel R.S., Batycky J.P., Tang J.S., Lai S.Y., Nibold M.H. The application of fluid injection to mitigate coning. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, September 1994, SPE-28570-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Приз Константин Игоревич, начальник отдела управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kipriz@tnnc.rosneft.ru

Priz Konstantin Igorevich, section head, department of geology and reservoir management for East Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kipriz@tnnc.rosneft.ru

Алексеев Алексей Сергеевич, главный специалист управления по геологии и разработки Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Alekseev Alexey Sergeevich, head specialist, department of geology and reservoir management for East Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Черкасов Никита Александрович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Cherkasov Nikita Aleksandrovich , head of reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Священко Александр Викторович, заместитель генерального директора — главного геолога, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Svyashchenko Alexander Viktorovich, deputy general director, chief geologist, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Иванов Евгений Николаевич, главный специалист управления разработки месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Ivanov Evgeny Nikolaevich, head specialist, reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Шилов Дмитрий Сергеевич, начальник отдела управления по разработке месторождений, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Shilov Dmitry Sergeevich, section head, reservoir management department, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

Сексяев Александр Петрович, начальник центральной инженерно-технологической службы, ООО «Таас-Юрях нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Seksyaev Alexander Petrovich, head of central engineering dispatch office, “Taas-Yuryakh Neftegazodobycha” LLC, Irkutsk, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-74-77 УДК 622.276.43 I Научная статья

Новые подходы к применению горизонтальных скважин при заводнении

Трофимчук А.С.[1,2], **Хабибуллин Г.И.**[1], **Ихсанов Д.Р.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]УГНТУ, Уфа, Россия
trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
За последние годы наблюдается тенденция массового внедрения и увеличения доли горизонтальных, в том числе нагнетательных, скважин, преимущественно в условиях трудноизвлекаемых запасов. В работе проведено сравнение коэффициентов приемистости горизонтальных скважин и сопоставление с наклонно-направленными с целью определить область наиболее эффективного их применения. Впервые в практике заводнения горизонтальными скважинами рассмотрено влияние на достижение приемистости таких параметров как длины горизонтальных скважин, количество стадий и загрузка проппанта при ГРП. По результатам анализа предложена новая конфигурация системы разработки.

Материалы и методы
Проанализированы данные коэффициентов приемистости нагнетательных скважин более 17 месторождений, построена корреляционная зависимость кратности коэффициентов приемистости от проницаемости пластов. Использованы результаты промысловых геофизических исследований: термометрия, шумометрия, расходометрия. Расчеты выполнялись с помощью 3D гидродинамической модели в симуляторе РН-КИМ.

Ключевые слова
горизонтальная нагнетательная скважина, трещина автоГРП, низкопроницаемый коллектор, система разработки, система поддержания пластового давления ППД, гидроразрыв, повышение коэффициента нефтеотдачи

Для цитирования
Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И., Ихсанов Д.Р. Новые подходы к применению горизонтальных скважин при заводнении // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 74–77. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-74-77

Поступила в редакцию: 08.08.2023

UDC 622.276.43 I Original Paper

New approaches to the use of horizontal wells under flooding

Trofimchuk A.S.[1,2], **Khabibullin G.I.**[1], **Ikhsanov D.R.**[1]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

Abstract
In recent years, there has been a trend of mass introduction and an increase in the share of horizontal wells including injection wells, mainly in conditions of hard-to-recover reserves. The paper compares the coefficients of horizontal wells' pick-up and compares them with directional wells, in order to determine the area of their most effective application. For the first time in the practice of flooding with horizontal wells, the influence of such parameters as the length of horizontal wells, the number of stages and the loading of the proppant during hydraulic fracturing. Based on the results of the analysis, a new configuration of the development system is proposed.

Materials and methods
The data of the injectivity index of injection wells of more than 17 fields are analyzed, the correlation dependence of the multiplicity of the injectivity index on the permeability of the layers is constructed. The results of field geophysical studies were used: thermometry, noise measurement, flowmetry. Calculations were performed using a 3D hydrodynamic model in the PH-KIM simulator

Keywords
horizontal injection wells, waterflood-induced hydraulic fractures, hydraulic auto-fracture, low-permeability reservoirs, field development systems, reservoir pressure maintenance, hydrofracturing, increase recovery factor

For citation
Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I., Ikhsanov D.R. New approaches to the use of horizontal wells during flooding. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 74–77. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-74-77

Received: 08.08.2023

Введение

Разработка месторождений жидких углеводородов в современных условиях неразрывно связана с применением горизонтальных скважин (ГС). При этом основная доля запасов разрабатывается на искусственном водонапорном режиме с применением заводнения, именно этот способ позволяет достичь значительно более высоких значений коэффициента извлечения нефти по сравнению с режимом истощения. Одним из современных направлений развития систем поддержания пластового давления (ППД) с целью увеличения приемистости и повышения Кохв при разработке низкопроницаемых коллекторов является применение нагнетательных горизонтальных скважин. Целью данной работы является определение условий и критериев эффективного применения ГС для ППД, а также выдача рекомендаций по исследованию ГС для ППД и повышению эффективности данного метода заводнения.

В процессе разработки коллекторов с высокой расчлененностью и низкой

проницаемостью для обеспечения требуемой приемистости скважин давление на их забое нередко превышает давление распространения трещин гидроразрыва пласта (ГРП) [3]. При этом происходит образование (развитие) техногенной трещины, которую принято называть трещиной автоГРП. Именно наличие трещины автоГРП, ее пространственная ориентация относительно ствола скважины и других трещин горизонтальной нагнетательной скважины, по мнению авторов, имеет определяющее значение для показателей их работы. При выполнении ГРП в зонах бурения новых скважин, в которых нет существенного изменения полей давления и температуры, трещины развиваются в направлении максимальных горизонтальных напряжений [2]. В большинстве применяемых на сегодняшний момент рядных системах разработки горизонтальный ствол ориентирован вдоль направления регионального напряженного состояния, соответственно, трещины ГРП проходят продольно относительно ствола скважины. Сделано это для недопущения пересечения траектории трещин нагнетательных и добывающих скважин и исключения риска прорыва нагнетаемой воды. Предметом изучения в данной работе является выявление особенностей образования трещин автоГРП в горизонтальной скважине по сравнению с наклонно-направленной скважиной (ННС) и степень их влияния на показатели разработки.

Анализ влияния автоГРП на эффективность работы нагнетательных горизонтальных скважин в рядных системах разработки

С целью определения факторов, влияющих на эффективность применения нагнетательных горизонтальных скважин, обобщен и проанализирован накопившийся опыт их работы в широком диапазоне фильтрационно-емкостных характеристик коллекторов на объектах разработки 13 месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Проведен сравнительный анализ запускных и динамических параметров эксплуатации горизонтальных скважин относительно наклонно-направленных при закачке воды. В работе [4] было показано, что кратность (отношение) коэффициентов приемистости горизонтальной скважины к наклонно-направленной тем выше, чем выше проницаемость пласта, а при низких значениях проницаемости кратность снижается вплоть до значения 1–1,2, что говорит о практически сопоставимом коэффициенте приемистости при закачке в горизонтальной и наклонно-направленной скважине. При этом необходимо отметить, что с учетом наличия нескольких трещин ГРП в рассматриваемых горизонтальных скважинах (от 4 до 10 стадий) и длинах ствола от 400 до 1 100 м область дренирования горизонтальной скважины должна почти в два раза превышать область развития трещины автоГРП в наклонно-направленной скважине (ННС). Таким образом, недостижение двукратного прироста коэффициента приемистости, необходимого для поддержания проектной компенсации отборов, может быть обусловлено развитием в горизонтальной скважине единственной трещины автоГРП, обеспечивающей доминирующий уход закачки, сопоставимый с трещиной автоГРП в ННС. Учитывая, что при такой ориентации скважин в системе разработки единичная трещина автоГРП будет обеспечивать приемистость лишь в районе части траектории скважины, преимущественно в районе точки входа в пласт (Т1) либо точки окончания траектории (Т3), возникает существенный риск неблагоприятного охвата пласта заводнением. Для проверки этой гипотезы требуется проанализировать приемистость и удельную накопленную закачку в зависимости от параметров, которые при прочих равных должны влиять на эффективность закачки, а именно длины горизонтальных скважин, количества стадий и загрузки проппанта при ГРП.

Выполнено сравнение приемистости 74 скважин шести месторождений, разрабатываемых с применением ГС с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). Пласты характеризуются низкой проницаемостью (от 1 до 5 мД), длины стволов варьируются в пределах от 400 до 1 000 м. Для всего диапазона длин приемистость незначительно отличается и изменяется от 274 до 327 м^3/сут, то есть увеличение длин ГС не приводит к увеличению приемистости.

Для снижения влияния геологических факторов на приемистость приведено сравнение параметров закачки для горизонтальных скважин, приуроченных к одному объекту разработки месторождения 1.

При увеличении длины ствола на 50 % увеличения приемистости не происходит, и наоборот, самые высокие значения приемистости получены по самым коротким скважинам. Удельная накопленная закачка с ростом длины ГС увеличивается незначительно, все это указывает на подтверждение предположения о развитии единственной трещины автоГРП при всех рассматриваемых длинах стволов (рис. 2).

Схожая динамика темпов падения приемистости и добычи жидкости реагирующих добывающих скважин в сравнении с системами, где закачка ведется в ННС, подтверждает практическое отсутствие преимуществ в работе трещин ГРП вдоль ствола горизонтальной скважины (рис. 3).

Схожие выводы показывает и анализ влияния на приемистость объемов проппанта, закачанных при ГРП на скважину, стадию и количество стадий ГРП. Так, на месторождении 2 с незначительной вариацией длин стволов все нагнетательные скважины длиной около 1 000 м, запускная и накопленная удельная приемистость не растет при увеличении общей массы проппанта на скважину, то есть при массе проппанта в диапазоне от 400 до 500 т, удельная запускная приемистость 10,9 м^3/сут/м/мД, а при массе проппанта 800 т на скважину и более удельная запускная приемистость 11,4 м^3/сут/м/мД. Однако при увеличении удельной массы проппанта на стадию наблюдается тенденция к росту запускных показателей только в начальный период закачки. Это обусловлено большим стимулированным объемом пласта при работе скважины в период отработки на нефть, соответственно, сильно разряженной зоне пласта вокруг скважины, которая интенсивнее компенсируется закачкой в начальный период. А увеличение количества стадий ГРП не влечет за собой значительного изменения приемистости.

Полученные выводы также можно отнести в пользу предположения о доминирующем влиянии на показатели закачки единственной трещины автоГРП, инициируемой в одном из портов, наличие которой подтверждено

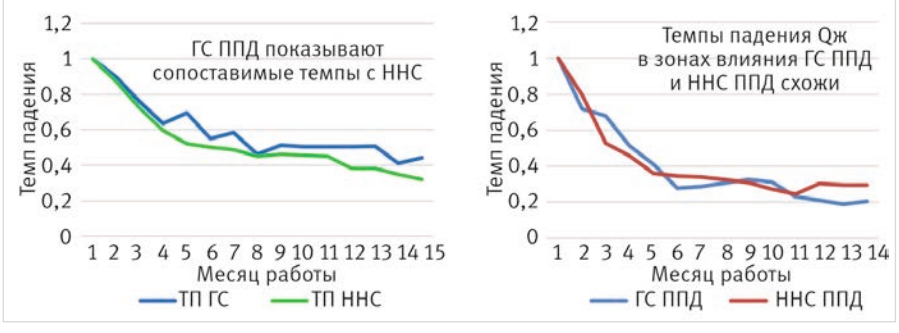


Рис. 3. Темпы падения приемистости и дебита жидкости скважин окружения
Fig. 3. Decline rates in injectivity and liquid flow rate at surrounding wells

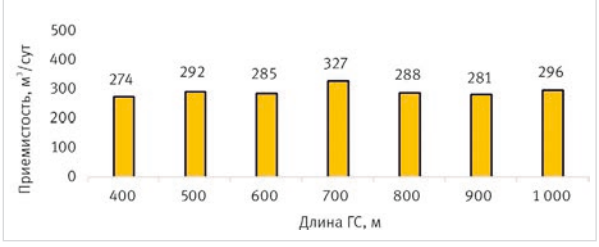


Рис. 1. Сравнение запускной приемистости при различных длинах горизонтального участка
Fig. 1. Comparison of starting injectivity at different lengths of the horizontal section

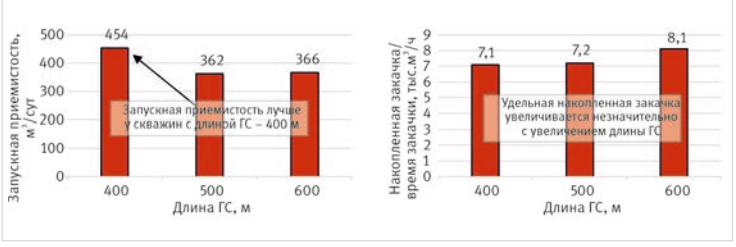


Рис. 2. Запускная приемистость и удельная накопленная закачка в зависимости от длин ГС на месторождении 1
Fig. 2. Starting injectivity and specific cumulative injection depending on HW lengths at field 1

с помощью индикаторных диаграмм и графиков Холла.

Подтверждение данного предположения было получено при детальном анализе данных промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости горизонтальных скважин месторождения 2. По данным исследований с применением спущенного на забой комплекса приборов, состоящих из термометра, шумомера и расходомера, наблюдается явная дифференциация — преимущественный уход закачки в зону одного порта (или нескольких соседних), в различных участках траектории, приуроченных ближе к пяточной или носочной части скважин. Полученные профили приемистости были сопоставлены с проводкой исследуемых скважин по разрезу пласта и распределением ФЕС по стволу. В результате были получены следующие данные о работающих интервалах ствола: интервалы ухода закачки в четырех из пяти скважин находятся вблизи зон, улучшенных ФЕС пласта (проницаемости и песчанистости), что соответствует наилучшим условиям инициации трещин (повышенная хрупкость и пониженное сопротивление разрыву пород).

По результатам комплексного анализа с применением данных ПГИ, учета проводки ствола по разрезу пласта, анализа реакции на закачку скважин окружения с учетом их геометрического расположения предложен вариант фактического распространение трещины автоГРП в районе скважины. Геометрические размеры трещины автоГРП (полудлина) на момент оценки определены с помощью полученной ранее зависимости полудлины трещины от давления нагнетания. Результаты анализа позволили улучшить адаптацию гидродинамической модели путем корректировки азимута трещины относительно начального и изменения ее полудлины. Качественным результатом проведенной работы является возможность определения зон с остаточными запасами с помощью долгосрочного прогноза разработки пласта.

Изменение конфигурации системы разработки с учетом выявленных недостатков традиционных систем

На рентабельность разработки и конечную нефтеотдачу низкопроницаемой нефтяной залежи существенное влияние оказывают темпы отбора запасов и охват пласта. Бурение горизонтальных скважин и гидроразрыв пласта позволяют повысить эффективность разработки. Однако существующие технические решения, заключающиеся в ориентации горизонтальных стволов как добывающих, так и нагнетательных скважин в направлении минимальных горизонтальных напряжений пласта (σ_{min}) и продольно расположенных к стволу трещин ГРП не в полной мере позволяют выполнить задачу повышения эффективности разработки в части увеличения темпов отбора запасов и охвата пласта. Необходимо продолжение поиска решения задачи повышения нефтеотдачи низкопроницаемого пласта нефтяной залежи посредством повышения охвата пласта воздействием и снижением капитальных затрат на бурение скважин. Для этого предлагается применение горизонтальных нагнетательных скважин в новой конфигурации, заключающейся в изменении их положения относительно добывающих скважин.

Как показал проведенный анализ, основным недостатком существующего способа разработки при ориентации системы вдоль максимальных горизонтальных напряжений пласта является то, что ввиду продольного расположения к стволу трещин ГРП, при закачке в режиме автоГРП из-за взаимовлияния трещин друг на друга и особенностей профиля механических свойств, доминирующая трещина автоГРП не обеспечивает достижения необходимой компенсации и коэффициента охвата. При этом поворот всей системы разработки на 90 градусов и поперечно-направленный ГРП в обоих типах скважин несет высокие риски прорыва воды от трещин автоГРП нагнетательных скважин, длину и рост которых сложно контролировать. Поэтому предлагается конфигурация, в которой устранены недостатки предыдущих аналогов.

На рисунке 4 представлена схема предлагаемой системы разработки, на которой горизонтальный ствол нагнетательной скважины размещают в направлении минимальных горизонтальных напряжений пласта (σ_{min}), выполняют многостадийный ГРП с созданием поперечных стволу трещин. Добывающие горизонтальные скважины бурят вдоль направления максимальных горизонтальных напряжений (σ_{max}), выполняют многостадийный ГРП с созданием продольных стволу трещин и размещают посередине между точками инициации трещин ГРП нагнетательной скважины на расстоянии, превышающем 150 метров от траектории трещин нагнетательной скважины. Таким образом минимизируется риск пересечения траектории трещин автоГРП при нагнетании с траекторией добывающей скважины.

Для разобщения заколонных интервалов в нагнетательной скважине производится цементирование хвостовика и спуск установки разобщения интервалов, состоящей из последовательно соединенных нескольких гидравлических пакеров в связке с трубными удлинителями и электроклапанами, расположенными между пакерами, позволяющими обеспечить дистанционный контроль приемистости в широком диапазоне. Это позволит получить одновременное или попеременное создание нескольких трещин автоГРП, контролировать расход и давление во всех точках инициации и обеспечит возможность регулирования профиля приемистости.

Рассмотрим возможность возникновения риска прорыва трещин автоГРП, продуцируемых в нагнетательной скважине к забою добывающих скважин. Так как все добывающие скважины расположены вдоль регионального напряженного состояния, то риск пересечения их траектории с траекторией трещин автоГРП возникает только в случае отклонения трещин от первоначального направления при изменении напряженного состояния. Однако при такой конфигурации сетки в процессе добычи вокруг закрепленных трещин нагнетательной скважины образуется зона, в которой напряженное состояние имеет азимут вдоль направления регионального напряженного состояния, что не приводит к отклонению трещин, а наоборот, дополнительно усиливает развитие трещины именно в этом направлении. Таким образом, трещины нагнетательных скважин будут расти по направлению регионального напряжения.

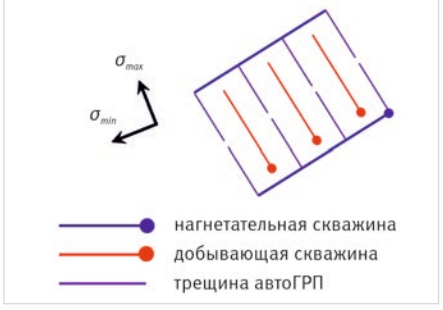


Рис. 4. Схема элемента предлагаемой системы разработки
Fig. 4. Diagram of an element of the proposed development system

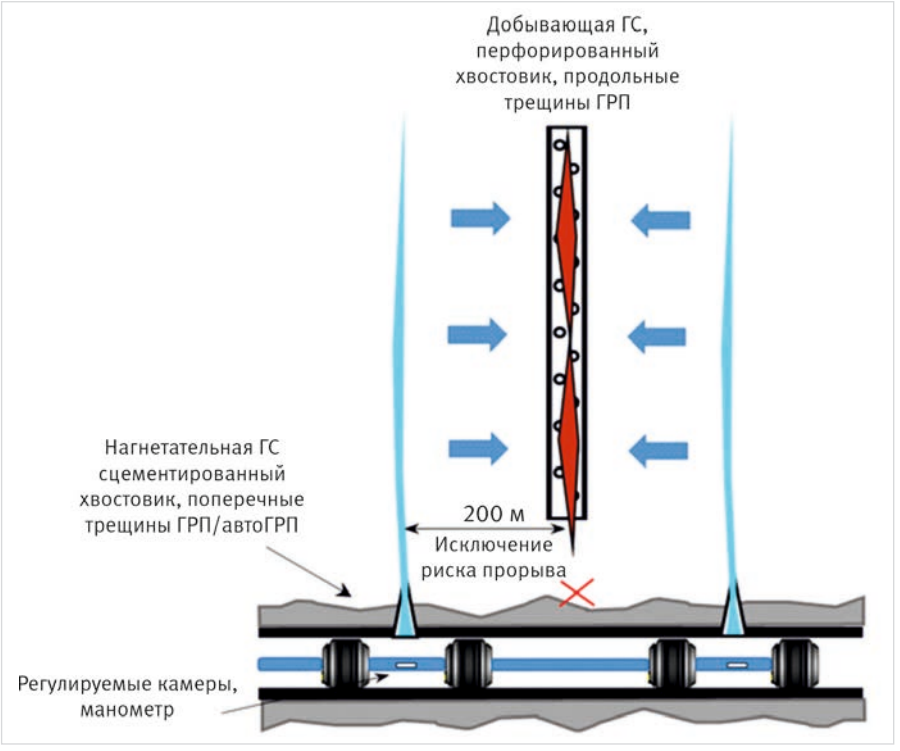


Рис. 5. Схема компоновки заканчивания горизонтальных скважин
Fig. 5. Layout diagram for horizontal well completion

Это будет верно и в случае, если нагнетание не будет запущено одновременно с добычей из соответствующих ГС. Рост в сторону добывающих скважин вряд ли произойдет, даже в случае перекомпенсации.

Итоги

Получаемый результат заключается в достижении высоких темпов отбора запасов, повышении коэффициента охвата пласта и снижении на 25–30 % капитальных затрат на бурение нагнетательных скважин по сравнению с базовой системой разработки. В предложенной конфигурации одна нагнетательная поперечно расположенная горизонтальная скважина с четырьмя стадиями ГРП заменяет три продольно расположенные горизонтальные скважины или шесть наклонно-направленных соответственно. Для оценки экономической эффективности за счет применения новой системы разработки на трехмерной гидродинамической модели были проведены расчеты показателей КИН-NPV в сравнении с основными применяемыми на текущий момент системами разработки. Полученные результаты позволяют заключить, что при внедрении новой системы разработки прирост NPV относительно системы разработки ГС:ГС составит 25 % при достижении проектного КИН. А при дальнейшем повышении технологической сложности нагнетательных ГС (вариант с соотношением 1:4), заключающемся в увеличении количества портов с 4 до 5, прирост NPV составит 54 %.

Выводы

В продольно расположенных относительно регионального напряженного состояния горизонтальных нагнетательных скважинах при закачке в режиме автоГРП образуется единственная трещина автоГРП, обеспечивающая доминирующий уход закачки, что не позволяет достичь необходимой компенсации отборов и коэффициента охвата пласта заводнением.

Предлагаемая конфигурация системы разработки, заключающаяся в изменении направления ствола нагнетательной скважины в элементе разработки и создании нескольких поперечных стволу трещин, позволит не только увеличить эффективность системы ППД, но и уменьшить капитальные затраты на строительство скважин за счет уменьшения соотношения нагнетательных скважин к добывающим при сохранении жесткости системы ППД. В такой схеме одна нагнетательная поперечно расположенная горизонтальная скважина с четырьмя стадиями ГРП заменяет три продольно расположенные горизонтальные скважины или шесть наклонно-направленных соответственно. Для исключения возможных рисков необходимо применение компоновки с цементируемым хвостовиком, а также установки разобщения интервалов закачки (ОРЗ).

Литература

1. Байков В.А., Жданов Р.М., Муллагалиев Т.И., Усманов Т.С. Выбор оптимальной системы разработки для месторождений с низкопроницаемыми коллекторами // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 84–98.
2. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Хайдар А.М. и др. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34–38.
3. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство 2012. № 11. С. 30–33.
4. Сулейманова М.В., Трофимчук А.С., Хабибуллин Г.И. Опыт применения нагнетательных горизонтальных скважин при разработке терригенных коллекторов на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 1. С. 23–27.

ENGLISH

Results

The result we have obtained is achieving high rates of reserves recovery, an increased reservoir coverage, and 25–30 % reduction in the capital costs for drilling injection wells, as compared to the basic development system. In the proposed configuration, one transverse horizontal injection well with four HF stages replaces three longitudinal horizontal wells or six controlled directional wells, respectively. To evaluate the economic efficiency due to using the new development system on a 3D hydrodynamic model, we calculated the indicators of oil recovery factor (ORF)-NPV as compared to the main development systems currently in use. The results obtained allow us to conclude that, upon deploying the new development system, the increase in NPV relative to the HW:HW development system will be 25 % after reaching the design ORF. With a further increase in the technological complexity of injection HWs (the variant with a ratio of 1:4), which consists in increasing the number of ports from 4 to 5, the NPV increase will be 54 %.

Conclusions

In horizontal injection wells located longitudinally relative to the regional stress state, during injection in the auto-frac mode, a single auto-frac crack is formed and provides the dominating injection drift, which does not allow to achieve the compensation for oil recovery and the coefficient of reservoir coverage by flooding as required.

The suggested development system configuration, consisting in changing the injection wellbore direction in a development element and creating several cracks transverse to the wellbore, will not only increase the RPM system efficiency, but also reduce the capital costs for well construction by reducing the ratio of injection wells to production ones while maintaining the RPM system rigidity. In this arrangement, one transverse horizontal injection well with four HF stages replaces three longitudinal horizontal wells or six controlled directional wells, respectively. To eliminate possible risks, we should use a layout with cemented tail zones and install an injection interval separation (IIS) system.

References

1. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. Selecting the optimal system design for the fields with low-permeability reservoirs. Petroleum Engineering, 2011, issue 1, P. 94–98. (In Russ).
2. Latypov I.D., Borisov G.A., Haidar A.M. et al. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields. Oil industry, 2011, issue 6, P. 34–38. (In Russ).
3. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on RN-Yuganskneftegas oilfields. Oil industry, 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
4. Suleymanova M.V., Trofimchuk A.S., Khabibullin G.I. Experience of horizontal injection wells application in the development of terrigenous reservoir of RN-Yuganskneftegas LLC fields. Oil industry, 2023, issue 1, P. 23–27. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Трофимчук Александр Станиславович, заместитель начальника управления по разработке месторождений ЮНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, УГНТУ, Уфа, Россия
Для контактов: trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

Хабибуллин Галиаскар Исмагилович, начальник управления по разработке месторождений ЮНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Ихсанов Денис Рафисович, специалист отдела разработки и мониторинга месторождений ЮНГ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Trofimchuk Alexander Stanislavovich, deputy head of the department for the development of YUNG deposits, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
Corresponding author: trofimchukas@bnipi.rosneft.ru

Khabibullin Galiaskar Ismagilovich, head of the department for the development of YUNG deposits, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Ihsanov Denis Rafisovich, specialist of the department of development and monitoring of YUNG deposits, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-78-83 УДК 622.276.53.054.4 I Научная статья

Моделирование вращения колонны насосных штанг при эксплуатации в искривленных и наклонно-направленных скважинах

Исаев А.А.
ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация
В данной статье рассматривается модель колонны насосных штанг в искривленной двуплечной скважине. Определено влияние интенсивности набора кривизны на обрывность штанг. В ходе работ получены значения частот собственных колебаний и резонансной частоты системы в зависимости от геометрических форм и размеров искривленного участка. На круговую частоту вращения существенно влияет масса приведенного диска. Испытания на стенде показали восстанавливающее усилие на планки центратора, а также значения нагрузок на планки в зависимости от перемещения внешней трубы при достижении степени центрирования. Представлены выводы и рекомендации по применению новых центрирующих элементов.

Материалы и методы
Материалы: установка штанговых винтовых насосов, приведенный диск, скважина, центратор с функциями подшипника, вертикальный стенд с электродвигателем и частотным преобразователем, горизонтальный стенд СИЦ-2 с трубным имитатором, вертикальный стенд испытания пружинных центраторов СИЦ-2.

Методы: моделирование, математическая модель вращения штанг с отклонением от оси, определение частоты собственных крутильных колебаний штанг и резонансных колебаний.

Ключевые слова
штанговый винтовой насос, наклонно-направленный профиль, колонна насосных штанг, приведенный диск, момент инерции, жесткость, число оборотов

Для цитирования
Исаев А.А. Моделирование вращения колонны насосных штанг при эксплуатации в искривленных и наклонно-направленных скважинах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 78–83. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-78-83

Поступила в редакцию: 30.06.2023

UDC 622.276.53.054.4 I Original Paper

Simulation of a sucker rods string rotation during operation in curved and directional wells

Isaev A.A.
Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia
isaeff-oil@yandex.ru

Abstract
The paper considers a model of a sucker rod string in a curved two-branch wellbore. The effect of dogleg severity on rod breakage has been determined. The values of natural oscillation frequencies and resonant frequency of the system as a function of geometric shapes and dimensions of a curved section have been obtained in the course of the research. The mass of the eccentric disk significantly affects the angular speed. The bench tests have proved the restoring force on centralizer strips, as well as the values of loads on the strips depending on the movement of the outer pipe when the centering degree is reached. Conclusions and recommendations on application of new centering devices have been presented.

Materials and methods
Materials: progressive cavity pumping unit, eccentric disk, wellbore, centralizer with a bearing functions, vertical test bench with electric motor and frequency converter, horizontal test bench SITs-2 with a pipe simulator, vertical test bench SITs-2 for spring centralizers.

Methods: simulation, mathematical model of rod rotation deviating from the axis, determination of the frequency of natural torsional oscillations of rods and resonant oscillations.

Keywords
progressive cavity pump, directional wellbore profile, sucker rod string, reduced disc, moment of inertia, rigidity, number of revolutions

For citation
Isaev A.A. Simulation of a sucker rods string rotation during operation in curved and directional wells. Exposition Oil Gas, 2023, issue 5, P. 78–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-5-78-83

Received: 30.06.2023

Введение

Многолетний опыт эксплуатации скважин с помощью установок штанговых винтовых насосов (УШВН) с приводом от вращающейся колонны штанг с 2003 года показал, что винтовые насосы являются одним из наиболее эффективных средств механизированной добычи высоковязкой нефти на месторождениях с низким коэффициентом продуктивности пласта, большим содержанием газа при высоком давлении насыщения [1].

Простота конструкции УШВН связана с отсутствием клапанов и сложных переходов, что значительно снижает гидравлические потери. Чем больше значение вязкости, тем меньше происходят перетоки через уплотнительные линии пары эластомер-ротор, поэтому большого влияния вязкость на коэффициент подачи винтового насоса не оказывает.

Эксплуатация скважин с УШВН обусловлена недостаточным наличием высокоэффективных технических средств предупреждения или существенного снижения степени осложнений в эксплуатации УШВН, особенно в скважинах с высокой интенсивностью набора кривизны, что периодически приводит к снижению наработки установок и отбора скважинной жидкости из скважин [2, 3]. Таким образом, разработка новых технических средств для скважин, эксплуатирующихся с УШВН, является актуальной задачей.

В недостаточной степени проработан вопрос о моделировании движения колонны насосных штанг при эксплуатации в искривленных и наклонно-направленных скважинах, что осложняет нефтепромысловым службам понимание процесса вращения штанг в насосно-компрессорных трубах, а также алгоритма установки центрирующих устройств в колонне штанг. Для выявления частоты и влияния отказов на надежность УШВН были использованы методы статистического анализа.

Новизной данного исследования является способ моделирования движения колонны насосных штанг при эксплуатации в искривленных и наклонно-направленных скважинах. Разработанная математическая модель движения штанг с использованием приведенного диска в искривленном участке скважин позволяет определить опасное резонансное явление.

При эксплуатации искривленных скважин колонна насосных штанг принимает форму пространственной спирали или плоской синусоиды переменного шага. На скважинах с несколькими участками высокой интенсивности набора кривизны могут совпадать частоты вынужденных и собственных колебаний колонны насосных штанг, что приводит к повышению амплитуды колебаний, вибрации колонны насосных штанг. Интенсивность набора кривизны снижает наработку штанг. Авторами для повышения наработки УШВН предлагается применять новый центратор с трением сопряженных поверхностей.

Анализ эксплуатации УШВН

Основными причинами ремонтов скважин с УШВН являются обрывы насосных штанг и износ винтовой пары насоса [4, 5]. Так, за время эксплуатации УШВН в пяти добывающих компаниях ООО УК «Шешмаойл» (Республика Татарстан) произошли 175 обрывов насосных штанг. При вращении колонны насосных штанг возникают напряжения, которые рассчитываются приближенно, т.к. колонна штанг не является стержнем (валом) постоянного сечения из-за наличия муфт и головок, необходимо учитывать силы трения и другие факторы. На колонну насосных штанг при вращении действуют:

- осевая сила растяжения от собственного веса штанг;
- давление жидкости;
- изгибающие нагрузки в искривленном стволе скважины;
- касательные напряжения.

В верхней части колонны штанг максимальных значений достигают касательные и растягивающие напряжения. Так, в АО «Кондурчанефть» обрывы штанг происходят на верхней 1/5 части штанговой колонны, в АО «Шешмаойл» — на 1/3, в АО «Иделойл» — на 2/5. Получается, что чем длиннее колонна насосных штанг, тем обрывы штанг происходят ближе к устью скважины. Чем больше интенсивность набора кривизны, так называемое «колено», тем удары штанг о насосно-компрессорные трубы (НКТ) происходят сильнее, поэтому в таких местах рекомендуется устанавливать центрирующие приспособления, желательно с функциями подшипников. Расстановка центраторов основана на размещении их подшипников в точках с максимальными радиальными нагрузками на штанги [6]. Высокая интенсивность искривления на участке набора или падения кривизны — параметр скважины, значение которого равно 2°/10 м и выше. Такой участок скважины называется «коленом».

Как видно из таблицы 1, высокая интенсивность наблюдается во всех компаниях и значительно влияет на обрывность штанги, частота обрывов возрастает с приближением штанг к «колену». Если рассмотреть расстояние ±50 м между глубиной обрыва штанг и ближайшим расположением интенсивности 2°/10 м, то видим, что:

- в АО «Кондурчанефть» произошли 42 % обрыва штанг в пределах «колена»;
- в АО «Шешмаойл» — 45 % обрыва штанг;
- в АО «Иделойл» — 76 % обрыва штанг.

Самая сложная ситуация в плане частоты обрывов штанг вследствие высокой интенсивности приходится на АО «Иделойл», где при бурении скважин было как искусственное искривление, так и непреднамеренное (естественное), причем такое искривление встречалось часто. Необходимо отметить, что УШВН эксплуатируют в большинстве своем наклонно-направленные скважины, а не горизонтальные с преднамеренно-искусственным искривлением скважины. На скважинах с высокой интенсивностью обрывов штанг по муфтам не зафиксировано, в основном штанги обрываются по телу, реже — по квадрату и резьбам [4, 6].

Для представления опасного резонансного явления при вращении штанг впервые разработана математическая модель движения штанг с использованием приведенного диска в искривленном участке скважины, а также показана реализация данной модели на фактическом промысловом материале. Наличие приведенного диска в составе колонны насосных штанг позволит снизить круговую частоту вращения насосных штанг, а также определить точку резонансных колебаний. Отсутствие приведенных дисков приводит к тому, что колонна штанг будет иметь максимальную частоту вращения, которая ниже, чем частота вынужденных колебаний штанговых колонн. В связи с тем, что длина колонны штанг значительно выше, чем, например, длина машиностроительных валов, время прохождения опасного резонанса будет намного больше, поэтому колонна насосных штанг долго находится в таком положении и подвергается ударному воздействию со стороны насосно-компрессорных труб.

Материалы и методы исследования

Стремление повысить наработку УШВН в искривленных скважинах понятно как с экономической, так и технической стороны [6, 7].

Для этого, помимо уже существующих технических решений и опыта специалистов, необходимо вести работу в следующих направлениях:

1. Создать математическую модель штанговой колонны в искривленных скважинах.
2. Применять эффективные центрирующие устройства, устанавливаемые на насосных штангах.

Решение первого направления связано с применением приведенного диска с эксцентриситетом на колонне насосных штанг, что позволяет создать модель вращения штанг с отклонением от оси, что соответствует движению штанг в скважине. При вращении колонны штанг с угловой скоростью центр тяжести приведенного диска будет двигаться по окружности, что приведет к возникновению центробежной силы. Приведенный диск на штанге размещен в месте искривления. Приведенный диск учитывает искривление насосных штанг относительно вертикальной оси скважины. Определение момента инерции массы приведенного диска позволит определить жесткость штанговой колонны, круговую частоту вращения и число оборотов штанг при резонансе. Число приведенных

Табл. 1. Осредненные значения основных параметров скважин с обрывами насосных штанг
Tab. 1. Averaged values of the main parameters of wells with broken sucker rods

Параметр	АО «Кондурчанефть»	АО «Шешмаойл»	АО «Иделойл»
Глубина обрыва, м	263	309	377
Длина штанговой колонны, м	1 225	978	940
Максимальная интенсивность, °/10 м	2,97	2,42	6,83
Глубина максимальной интенсивности, м	434	373	260
Интенсивность в месте обрыва штанги, °/10 м	0,86	1,05	1,35
Длина от места обрыва штанг до кривизны 2°/10 м, м	105	132	67
Доля обрывов штанг возле кривизны 2°/10 м, %	42	45	76

дисков на колонне насосных штанг зависит от схемы перегибов. Основной метод в применяемом исследовании — определение частоты собственных крутильных колебаний штанг, причем в данной работе рассмотрена модель с двумя плечами («коленами»). Благодаря построению предложенной модели штанг с приведенными дисками и впервые примененных формул появляется возможность определить резонансные колебания, которые происходят при запуске и остановке колонн насосных штанг. В данной модели можно для каждой скважины, зная данные о кривизне скважины, путем увеличения массы и габаритных размеров приведенного диска определить круговые частоты вращения и числа оборотов насосных штанг при резонансных колебаниях.

Решение второго направления связано с разработкой, изготовлением и испытанием центраторов с дополнительными функциями подшипника. В связи с ограниченностью в габаритных размерах рассмотрены подшипники скольжения, в качестве центрирующих ребер использованы планки буровых фонарей, которые надежно фиксируются в разъемных полувкладышах. Испытания центраторов были проведены на следующих стендах:

- вертикальном стенде с электродвигателем и частотным преобразователем;
- горизонтальном стенде СИЦ-2 с трубным имитатором;
- вертикальном стенде испытания пружинных центраторов СИЦ-2.

Подробное описание расчета штанг при вращательном движении дано в [8, 9]. В статье [10] была представлена расчетная схема штанговых колонн с одним плечом, которая позволяет определить частоту собственных крутильных колебаний штанг. Выявлено, что наличие приведенного диска приводит к снижению круговой частоты вращения насосных штанг и числа оборотов штанг. Часто на практике скважины имеют несколько «колен» (плеч) [11], поэтому актуально рассмотреть расчетную схему и математическую модель крутильных колебаний насосных штанг в двух искривленных участках скважины (рис. 1, 2).

Расстояние от устья скважины А до приведенного диска $Д_1$ соответствует a_1, расстояние от $Д_1$ до точки узлового сечения $M - a_2$, расстояние от M до приведенного диска $Д_2$ — b_2, от $Д_2$ до штангового винтового насоса B — b_1. На участке АМ и МВ круговая частота вала определяется по формуле, идентичной одноплечной схеме:

- для участка АМ

$$\omega_1 = \sqrt{\frac{C_1}{J_{Д1} + K \times J_{Ш_1}}}; \quad (1)$$

- для участка МВ

$$\omega_2 = \sqrt{\frac{C_2}{J_{Д2} + K \times J_{Ш_2}}}, \quad (2)$$

где K — коэффициент приведения массы, K = 1/3; $J_д$ — момент инерции приведенного диска, $J_ш$ — момент инерции штанг.

Моменты инерции штанг определяются по следующим формулам:

- для участка АМ

$$J_{Ш_1} = \frac{\pi r_{Ш}^4}{2}(a_1 + a_2)\rho_{СТ};$$

- для участка МВ

$$J_{Ш_2} = \frac{\pi r_{Ш}^4}{2}(b_1 + b_2)\rho_{СТ},$$

где $\rho_{ст}$ — плотность стали насосной штанги, кг/м^3.

Жесткость штанговой колонны:

- для участка АМ

$$C_1 = \frac{GJ_p}{a_1 + a_2},$$

где G — модуль сдвига, МПа; J_p — полярный момент инерции штанги с диаметром $d_ш$.

$$J_p = \frac{\pi d_{Ш}^4}{32} = \frac{\pi r_{Ш}^4}{2}.$$

- для участка МВ

$$C_2 = \frac{GJ_p}{b_1 + b_2}.$$

Приравнивая ω_1 и ω_2, получим

$$\frac{C_1}{J_{Д1} + K \times J_{Ш_1}} = \frac{C_2}{J_{Д2} + K \times J_{Ш_2}}. \quad (3)$$

Учитывая, что $a_2 + b_2 = l$, формула (3) будет иметь следующий вид:

$$\frac{GJ_p}{(a_1 + a_2)(J_{Д1} + K \times J_{Ш1})} = \frac{GJ_p}{(b_1 + l - a_2)(J_{Д2} + K \times J_{Ш2})},$$

отсюда

$$a_2 = \frac{(b_1 + l)z_2 - a_1 z_1}{z_1 + z_2}, \quad (4)$$

где $z_1 = J_{Д1} + K \times J_{Ш1}$; $z_2 = J_{Д2} + K \times J_{Ш2}$.

Круговая частота колебаний окончательно будет иметь вид

$$\omega = \sqrt{\frac{GJ_p}{(a_1 + a_2)(J_{Д1} + K \times J_{Ш_1})}},$$

где a_2 определяется из (4).

Результаты расчета модели колонны насосных штанг для конкретной скважины

Рассмотрим применение вышеуказанных формул на практическом примере, по данным скв. 3633 АО «Иделойл» (рис. 3), эксплуатирующей башкирский ярус Дачного месторождения. На скв. 3633 произошли 12 обрывов штанг по телу за два года эксплуатации с УШВН, средняя глубина обрыва штанг составляет 287 м, причем 11 обрывов штанг были на расстоянии в среднем 8 м от места максимальной интенсивности кривизны 2°/10 м, т.е. на примере данной скважины показано, насколько влияет интенсивность кривизны на обрывность штанг. Максимальная интенсивность на скв. 3633 составляет 2,39°/10 м на глубине 250 м, средняя интенсивность в местах обрыва штанг — 1,85°/10 м.

Влияние искривленных участков на крутильные колебания штанговых колонн предлагается учесть заменой этих участков прямолинейным стержнем достаточно большой протяженности с посадкой на них в центре участков виртуальных (приведенных) дисков. Наиболее сложным для такой модели, приводящим к реальным результатам, является определение исходных характеристик дисков, таких как их масса и момент инерции. Для решения этой проблемы допускается, что радиус кривизны в искривленных участках определяется как радиус дуги окружности в виде сопряжения двух ветвей прямых, обеспечивающих плавность перехода от одной ветви в другую. Расстояние между точками касания соответствует длине штанг в первом приближении, на основании чего определяется масса приведенного диска. В дальнейшем, варьируя радиусом дуги окружности, анализируется влияние полученных характеристик на результаты колебательного процесса. В отличие от случая крутильного колебания машиностроительных валов с незначительной длиной, массу которых в сравнении с массой дисков можно не учитывать. В случае колебания штанговой колонны распределенная масса, которая имеет значительную величину, должна учитываться. Для этого масса

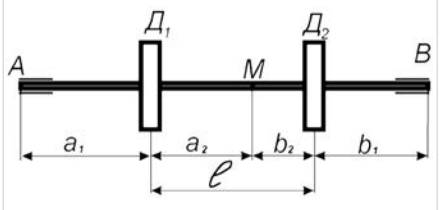


Рис. 1. Схема штанговой колонны с двумя приведенными дисками $Д_1$ и $Д_2$
Fig. 1. Diagram of a sucker-rod string with two eccentric disks D_1 and D_2

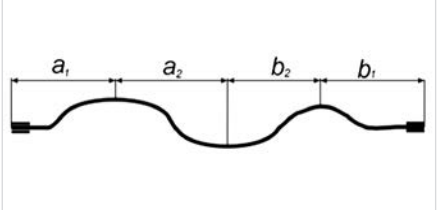


Рис. 2. Модель колонны насосных штанг в искривленной двуплечной скважине
Fig. 2. A model of a sucker rod string in a curved two-branch well

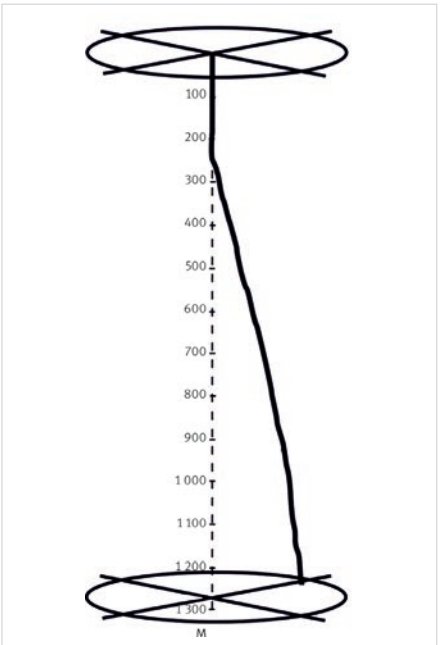


Рис. 3. Аксонометрия скв. 3633 АО «Иделойл»
Fig. 3. Axonometric view of the well № 3633 of "Ideloil" JS

Табл. 2. Расчетные данные по скв. 3633 АО «Иделойл»
Tab. 2. Calculated data for the well № 3633 of «Ideloil» JSC

Диаметр насосной штанги, мм	Круговая частота вращения 2πω, $с^{-1}$	Жесткость математической модели с приведенными дисками	«Резонансная» частота вращения, об/мин
19	0,46	0,51	4,41
22	0,62	0,92	5,91
25	0,8	1,53	7,63

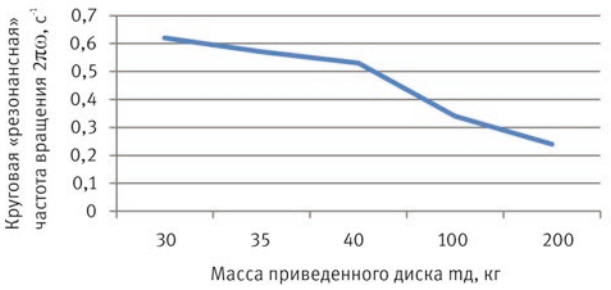


Рис. 4. Влияние массы верхнего приведенного диска на круговую частоту вращения по скв. 3633
Fig. 4. Effect of the upper eccentric disk weight on angular frequency in the well № 3633

колонны штанг заменяется сосредоточенной массой, которая переносится к точке подвеса дисков. При этом допускается, что величина такой массы пропорциональна величине истинной массы.

Коэффициент пропорциональности для определения величины истинной массы называется коэффициентом приведения массы.

При вращении дисков $Д_1$ и $Д_2$ в противоположных друг другу направлениях будет существовать некоторое сечение с центром в точке М, угол поворота которого из условия равновесия равняется нулю. Тогда участки стержня АМ и МВ будут иметь одинаковую частоту собственных колебаний, и каждый из этих участков может рассматриваться как одноплечная система. Сечение стержня, в центре которого находится точка М, называется узловой или мертвой точкой. Таким образом, решение задачи по определению частот собственных колебаний системы с двумя искривленными участками сводится к определению местонахождения точки М.

При появлении «колена» в штанговой колонне частота собственных колебаний в сравнении с прямолинейной колонной будет меньше, т.е. резонансная частота системы в зависимости от геометрических форм и размеров искривленного участка должна снижаться существенно. При сравнении частоты свободных крутильных колебаний с резонансной частотой в местах искривлений происходит торможение вследствие соприкосновения штанг к НКТ. Насосная штанга подвергается ударному воздействию со стороны НКТ, причем это может произойти как при запуске наземного привода, так и при его остановке, т.к. мгновенный набор вращения или мгновенная остановка колонны штанг не могут иметь место.

При появлении «колена» в штанговой колонне присутствует резонанс, после прохождения которого резонансный момент пропадает. В этих местах («коленах») происходит торможение. При прохождении точки резонанса штанги подвергаются ударному воздействию со стороны НКТ, причем это может произойти как при запуске наземного привода, так и при его остановке. Находящаяся в сложном напряженном состоянии штанга после таких ударных воздействий может оборваться, т.к. такое закручивание (с вибрацией) для штанги не предусмотрено, т.е. она спроектирована без учета этих воздействий. Если штанга расположена вертикально и прямолинейно, то резонанс будет выше фактической частоты вращения.

Число оборотов штанг с приведенными дисками является не фактическим числом оборотов самих штанг, а «резонансным», или частотой собственных крутильных колебаний. Если в каких-либо сечениях обычного вала разместить два приведенных диска, раскрутить их в противоположном направлении и отпустить, то вал будет колебаться частотой так называемых собственных крутильных колебаний. Для разделения частоты вращения колонны насосных штанг от частоты вращения колонны по предлагаемой математической модели с приведенными дисками последнюю частоту примем как «резонансную» частоту вращения.

Расчеты математической модели на основании данных по скв. 3633 показывают, что:

- основные расчетные параметры, необходимые для функционирования математической модели, растут при увеличении диаметра насосной штанги (табл. 2);
- при вращении штанг по предлагаемой модели, когда частота собственных колебаний достигнет 4,41 (5,91 либо 7,63) об/мин, в зависимости от диаметра штанги, то в таком случае штанга входит в зону резонанса;
- при перемещении точки М к точке В, например, на 200 м, «резонансная» частота вращения модели уменьшается на 30 %, и наоборот, при перемещении точки М к точке А «резонансная» частота вращения модели увеличивается;
- при перемещении точки М к точке А на 100 м «резонансная» частота вращения увеличивается на 30 %, дополнительное перемещение точки М на 80 м увеличивает «резонансную» частоту вращения более чем в 3 раза, жесткость математической модели при этом увеличивается во много раз;
- увеличение массы приведенного диска приводит к снижению «резонансной» частоты вращения (рис. 4).

Сравнение одноплечей и двуплечей схемы математической модели штанговой колонны показывает, что добавление второго приведенного диска, т.е. создание дополнительного искривленного участка, приведет к многократному снижению «резонансной» частоты вращения и жесткости математической модели.

Применение центраторов в составе колонны насосных штанг

С целью снижения негативного влияния интенсивности кривизны и наличия «колен» в скважине с УШВН необходимо применять центраторы, которые предназначены также для центрирования колонны насосных штанг при вращении в насосно-компрессорных трубах. Применение центраторов позволит снизить количество ремонтов скважин, связанных с обрывами штанг и истиранием труб НКТ и штанг. По теме НИОКР «Разработка центраторов для насосных штанг» в отделе инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработаны центраторы ЦШНП, представляющие собой подшипник скольжения с центрирующими ребрами (планками), напоминающие буровой фонарь (рис. 5).

На тело насосной штанги 1 установлены нижний 2 и верхний 3 упорные разъемные ограничители хода центратора, которые состоят из разъемных полувтулок и стянуты между собой крепежными деталями. Рекомендуется центратор с ограничителями устанавливать на короткую штангу длиной 0,5...1,5 м. Между ограничителями на насосной штанге размещен центратор, который состоит из нижнего 4 и верхнего 5 разъемных полувкладышей, стянутых через монтажные отверстия крепежными деталями. В полувкладыши установлены центрирующие ребра 6 диаметром 73,2 мм, выполненные в форме упругих дугообразных планок заданного профиля и сечения, количество которых должно быть не менее трех. Центрирующие ребра 6 на концевых участках имеют сгибы, входящие в пазы нижних разъемных полувкладышей. Нижние разъемные полувкладыши являются подшипниками скольжения.

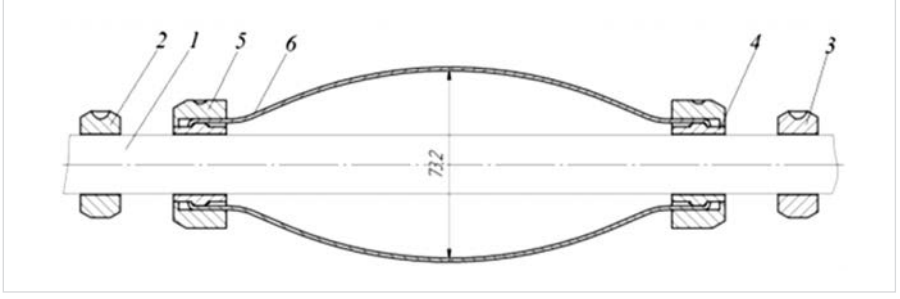


Рис. 5. Центратор для УШВН
Fig. 5. A centralizer for a PCP unit

Табл. 3. Значения нагрузок на планки в зависимости от перемещения внешней трубы при достижении степени центрирования 67 %
Tab. 3. Loads on the strips depending on the movement of the outer pipe when the centering degree of 67 % is obtained

№ планки	Нагрузка, кН								
	Перемещение, мм								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0,31	0,39	0,48	0,56	0,64	0,72	0,83	1,08	2,12
1–2	0,29	0,45	0,57	0,71	0,76	0,88	1,02	1,28	1,49
2	0,16	0,28	0,35	0,42	0,50	0,59	0,67	0,90	2,19
2–3	0,24	0,43	0,55	0,64	0,73	0,88	1,12	1,45	2,33
3	0,26	0,34	0,41	0,48	0,55	0,66	0,78	1,02	1,36
3–4	0,27	0,37	0,49	0,58	0,64	0,72	0,89	1,10	1,31
4	0,17	0,28	0,35	0,42	0,49	0,61	0,74	0,93	1,57
4–5	0,24	0,39	0,51	0,66	0,75	0,87	1,17	1,61	2,43

Применение центрирующих ребер обеспечит концентричное размещение насосных штанг в насосно-компрессорных трубах и предотвратит прилегание насосных штанг к стенкам НКТ. Наружный диаметр центрирующих ребер в свободном состоянии больше внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб.

Принцип работы центратора заключается в следующем. Перед монтажом в скважину на насосные штанги 1 устанавливаются нижние 2 и верхние 3 упорные разъемные ограничители, после чего между ними устанавливается центратор. Возможен вариант установки центратора на короткую штангу непосредственно на заводе, и поставка центратора в таком случае будет в сборе. При прохождении через различные диаметры НКТ, обусловленные толщиной их стенки, центрирующие ребра деформируются, перемещаются в радиальном направлении и вместе с насосными штангами проходят дальше. Сила упругости центрирующих ребер 6 устанавливает насосные штанги 1 по центру НКТ. При извлечении центратора на поверхность центрирующие ребра возвращаются в первоначальное положение.

Согласно утвержденной Программе и методике испытаний центраторов ЦШНП-22-73 были проведены положительные испытания центраторов ЦШНП на испытательных стендах (рис. 6).

Восстанавливающее усилие, направленное перпендикулярно в сторону продольной оси центратора, определили на горизонтальном стенде. В трубном имитаторе проводилось приложение нагрузки с определением прогиба до получения минимального значения восстанавливающего усилия. Таким образом, испытания планок центратора ЦШНП проводили в разных положениях (табл. 3).

Благодаря таким центраторам появляется возможность эксплуатации горизонтальных и сильно искривленных скважин, в связи с чем можно увеличить производительность или получить доступ к труднодоступным продуктивным зонам. В марте 2023 г. центраторы ЦШНП были внедрены в количестве 4 штук на одной скважине, установлены в местах наибольшей интенсивности 2,5÷2,8°/10 м. Проводится мониторинг работы центраторов.

Рис. 6. Испытание центратора ЦШНП на: а — вертикальном стенде с электродвигателем и частотным преобразователем; б — горизонтальном стенде СИЦ-2 с трубным имитатором; в — вертикальном стенде испытания пружинных центраторов СИЦ-2
Fig. 6. Testing the TsShNP centralizers: a – on a vertical test bench with electric motor and frequency converter; б – on the horizontal test bench SITs-2 with a pipe simulator; в – on a vertical bench SITs-2 for testing bow spring centralizers

Итоги

При проведении расчетов для скважины с двумя искривленными участками впервые применены приведенные диски в качестве отклонителя насосных штанг от вертикальной оси, ось дисков не совпадает с осью скважины. Согласно разработанной расчетной схеме штанговых колонн, жесткость штанговой колонны возрастает с увеличением диаметра штанги, круговая частота вращения штанг также возрастает. Резонансное число оборотов возрастает пропорционально увеличению частоты вращения. На модель искривления штанг в скважине влияют масса и размеры приведенного диска. Применение центраторов в составе штанговой колонны позволит снизить опасные резонансные колебания и повысит наработку штанговой винтовой насосной установки.

Выводы

- Высокая интенсивность искривления значительно влияет на обрывность штанги, часто обрывы штанг происходят возле «колен» с интенсивностью 2°/10 м и более.
- Впервые предложена расчетная схема и математическая модель крутильных колебаний насосных штанг в двух искривленных участках скважины с двумя приведенными дисками.
- Увеличение размеров и массы приведенных дисков, количества приведенных дисков, приближение искривленных участков к винтовому насосу приводит к снижению круговой частоты вращения и жесткости штанговой колонны математической модели.
- Разработанный в отделе инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» центратор ЦШНП повышает надежность колонны насосных штанг, приводя их в необходимую соосность по отношению к насосно-компрессорным трубам.

Литература

1. Isaev A.A., Aliev M.M.O., Drozdov A.N., Gorbyleva Y.A., Nurgalieva K.S. Improving the efficiency of curved wells' operation by means of progressive cavity pumps. Energies, 2022, vol. 15, issue 12, 4259, 14 p. (In Eng).
2. Sathyamoorthy S., Steyn A., McGilvray J., Fuchs H., Ainebyona B., Kyomugisha P., Vijapurapu, S., Kagga N., Rindfuss R., Basiima D. First application of progressing cavity pumps for appraisal well testing

in the Ugandan albertine Graben Basin. SPE Production & Operations, 2013, vol. 28, issue 1, P. 85–94. (In Eng).
3. Petrov A., Mikhaylov A., Litvinenko K., Ramazanov R. Artificial lift practice for heavy oil production with sand control. SPE Russian oil and gas technical conference and exhibition, Moscow, Russia, 26–28 October 2010, SPE-135973-MS. (In Eng).
4. Исаев А.А., Архипов К.И. Анализ эксплуатации скважин, оборудованных установками винтовых штанговых насосов с наземными приводами: проблемы, пути решения // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института. Том VIII. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2010. С. 77–84.
5. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Arkhipov K.I. Increase of oil recovery factor of hard-to-recover oil formations. SPE Russian oil and gas technical conference and exhibition, Moscow, Russia, 26–28 October 2010, SPE-135943-MS. (In Eng).
6. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин: Диссертация. Уфа: УГНТУ, 2016. 126 с.
7. Wittrisch Ch., Cholet H. Progressing cavity pumps. Paris: Editions Technip, 2013, 224 p. (In Eng).
8. Isaev A.A., Aliev M.M.O., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. The results implementation of a set of measures to enhance the production efficiency of high-viscosity oil. SPE Annual Caspian technical conference, Baku, Azerbaijan, 2019, October 16–18, SPE-198416-MS. (In Eng).
9. Исаев А.А. Силы, возникающие при кручении насосных штанг // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 10. С. 83–87.
10. Исаев А.А., Алиев М.М., Шарифуллин А.А. Расчет нагрузок на вращающуюся штанговую колонну в искривленных нефтяных скважинах // Нефтепромысловое дело. 2020. № 2. С. 61–65.
11. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Архипов К.И. Способы снижения нагрузок на штанговую колонну установки винтового штангового насоса с наземным приводом // Нефть, газ и бизнес. 2010. № 6. С. 83–87.
12. Патент РФ на изобретение № 2523267, МПК E21B 17/10. Насосная штанга с центрирующим элементом. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Валиев Р.Ф. — заявитель и патентообладатель ООО НПО «Инновация» № 2013117775, заявл. 17.04.13; опубл. 20.07.14. Бюл. № 20.

ENGLISH

Results

For the first time ever, eccentric disks were used as a diverter of sucker rods from the vertical axis when making calculations for a well with two curved sections, the axis of disks does not coincide with the axis of the well. According to the developed design layout of sucker rod strings, the rigidity of a sucker rod string increases when the diameter of the sucker rod increases, and the angular frequency of sucker rods also increases. The resonant number of rotations increases in proportion to the increment of angular frequency. The pattern of rod curvature in the wellbore is affected by the weight and size of the eccentric disk. Using centralizers as a part of the rod string will help reduce hazardous resonant vibrations and increase the operating time of the PCP unit.

Conclusions

- High dogleg severity significantly contributes to rod breakage; rods often break close to the “elbows” with a dogleg severity of 2 deg/10 m or higher.
- The design layout and mathematical model of sucker rods’ torsional oscillations at two curved sections of the well, with two reduced disks, have been proposed for the first time ever.
- Increasing the size and weight of the reduced discs, the number of the reduced discs, and approximating the curved sections to the screw pump reduces the circular speed and rigidity of the sucker rod string proposed by the mathematical model.
- The TsShNP centralizer developed by the innovation and examination department of Management company “Sheshmaoil” LLC enhances reliability of the sucker-rod string and ensures the required coaxiality of the sucker-rod string and the tubing.

References

1. Isaev A.A., Aliev M.M.O., Drozdov A.N., Gorbyleva Y.A., Nurgalieva K.S. Improving the efficiency of curved wells’ operation by means of progressive cavity pumps. Energies, 2022, vol. 15, issue 12, 4259, 14 p. (In Eng).
2. Sathyamoorthy S., Steyn A., McGilvray J., Fuchs H., Ainebyona B., Kyomugisha P., Vijapurapu S., Kagga N., Rindfuss R., Basiima D. First application of progressing cavity pumps for appraisal well testing in the Ugandan albertine Graben Basin. SPE Production & Operations, 2013, vol. 28, issue 1, P. 85–94. (In Eng).
3. Petrov A., Mikhaylov A., Litvinenko K., Ramazanov R. Artificial lift practice for heavy oil production with sand control. SPE Russian oil and gas technical conference and exhibition, Moscow, Russia, 26–28 October 2010, SPE-135973-MS. (In Eng).
4. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Analysis of operation of wells equipped with screw rod pump units with surface drives: problems, solutions. Scientific notes of Almetyevsk state petroleum institute. Vol. VIII. Almetyevsk: Almetyevsk state petroleum institute Publ., 2010, P. 77–84. (In Russ).
5. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Arkhipov K.I. Increase of oil recovery factor of hard-to-recover oil formations. SPE Russian oil and gas technical conference and exhibition, Moscow, Russia, 26–28 October 2010, SPE-135943-MS. (In Eng).
6. Isaev A.A. Development of sucker-rod blades for screw pumping units during operation of complicated wells. Diss. Ufa, UGNTU Publ, 2016, 126 p. (In Russ).
7. Wittrisch Ch., Cholet H. Progressing cavity pumps. Paris: Editions Technip, 2013, 224 p. (In Eng).
8. Isaev A.A., Aliev M.M.O., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. The results implementation of a set of measures to enhance the production efficiency of high-viscosity oil. SPE Annual Caspian technical conference, Baku, Azerbaijan, 2019, October 16–18, SPE-198416-MS. (In Eng).
9. Isaev A.A. The forces caused by the rotation of sucker rods. Neft. Gas. Novacii, 2019, issue 10, P. 83–87. (In Russ).
10. Isaev A.A., Aliev M.M., Sharifullin A.A. Calculation of loads on a rotating rod string in deviated oil wells. Oilfield Engineering, 2020, issue 2, P. 61–65. (In Russ).
11. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Arkhipov K.I. Ways to reduce loads on the sucker-rod string of a ground-driven screw sucker-rod pump installation. Oil, Gas and Business, 2010, issue 6, P. 83–87. (In Russ).
12. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Valiev R.F. Pump rod with centring element. Russian patent for invention № 2523267. Int. Cl. E21B 17/10. Applicant and patent holder OOO NPO “Innovatsija” № 2013117775, Applied. 17.04.13; Publ. 20.07.14. Bul. № 20. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Isaev Anatoliy Andreevich, ph.d in engineering sciences, lead engineer at the department for innovations and examination, Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru

УДК 622.245.54 | Обзорная статья

Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

Егоров С.Н.[1], **Шмуратко К.В.**[1], **Калошин Д.А.**[1], **Сизов Л.А.**[2], **Салахов Р.В.**[2], **Ардалин А.А.**[3]
[1]АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия, [2]ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия, [3]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
modullen-pr@mail.ru

Аннотация

В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости, производства ООО «НПФ «Модуль».

Ключевые слова

поинтервальная обработка призабойной зоны нескольких пластов, опытно-промышленные испытания, двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем, поглощение

Для цитирования

Егоров С.Н., Шмуратко К.В., Калошин Д.А., Сизов Л.А., Салахов Р.В., Ардалин А.А. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 5. С. 84–85.

Кратко о проблеме

Как пример рассмотрим процесс проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта в качестве одного из основных способов увеличения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

Существуют различные виды кислотных обработок призабойной зоны плата:

- кислотные ванны,
- простая кислотная обработка,
- кислотная обработка под давлением,
- ступенчатая, или поинтервальная, кислотная обработка.

Если кислотную ванну можно провести на обычном «пере», то для проведения других видов обработки призабойной зоны пласта необходимо различное пакерное оборудование.

Для проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта на скважинах с одним пластом обычно используется стандартная компоновка с одним пакером, который устанавливается выше обрабатываемого интервала для отсечения эксплуатационной колонны. В данном случае особых проблем при проведении работ не наблюдается. Сложнее обстоит ситуация, когда в скважине эксплуатируется два и более пластов.

В скважинах, где эксплуатируется два и более пласта, при проведении поинтервальной кислотной обработки каждого интервала в отдельности в основном применяется двухпакерная компоновка с перфорированным патрубком, расположенным между пакерами. После спуска двухпакерной компоновки до заданной глубины кислотный состав через насосно-компрессорную трубу доводится до перфорированного патрубка, далее производится посадка нижнего, а затем верхнего пакера, и кислота закачивается в пласт.

В скважинах, где пласты имеют существенно отличающиеся свойства (различная проницаемость и пластовое давление), приемистость может колебаться от 10 м^3/сут при давлении 100 атм в одном интервале и до 720 м^3/сут при давлении 0 атм в другом. Осевыми перемещениями подвески насосно-компрессорных труб необходимо произвести посадку нижнего пакера, и разгрузкой веса колонны насосно-компрессорных труб — посадку верхнего пакера. Для этого требуется точный расчет доведения химического состава в нужный интервал и определенное время для активации пакера. В результате зачастую химический состав опускается ниже двухпакерной компоновки и поглощается нижележащими интервалами перфорации с низкими пластовыми давлениями и высокой приемистостью. В последующем, после посадки двухпакерной компоновки, в планируемый интервал закачивается не весь расчетный объем химического состава или вместо запланированного химического состава закачивается технологическая жидкость — и операция по обработке призабойной зоны пласта становится неэффективной. Поэтому для эффективного проведения данной технологической операции по целевому объекту при вышеописанных условиях необходимо проведение дополнительных работ по временной изоляции нижележащего поглощающего интервала. Для этого производится установка извлекаемой/разбуриваемой пакер-пробки с последующей отсыпкой песком. После проведения обработки призабойной зоны пласта целевого объекта производятся работы по вымыву песка с дальнейшим извлечением или разбуриванием пакер-пробки. Проведение описанных работ существенно увеличивает длительность и стоимость капитального ремонта скважин.

Принцип действия

При проведении поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов работы необходимо производить от нижнего интервала к верхнему. Двухпакерная компоновка спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, так чтобы обрабатываемый интервал находился между верхним и нижним пакером. При достижении проектной глубины производится подъем компоновки на 20–50 см (в зависимости от глубины спуска и кривизны скважины) с последующим опусканием и разгрузкой инструмента. При этом происходит переход якоря механического из транспортного положения в рабочее, а также посадка нижнего

Табл. 1. Основные технические характеристики двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем

Условный диаметр ЭК, мм	Наибольший наружный диаметр компоновки, мм	Наименьший внутренний диаметр компоновки, мм	Максимальный перепад давления, Мпа	Максимальная температура рабочей среды, °С
146	118–122	60	35,0	100
168	138–142			
178	152			

и верхнего пакеров. После этого производится подъем инструмента на 1–2 м для снятия нагрузки с уплотнительных манжет верхнего упорного пакера. При этом нижний пакер находится в рабочем положении и его резиновые манжеты сжаты, подъем колонны насосно-компрессорных труб до 3 м компенсирует удлинитель телескопический (рис. 1). Затем производится доведение кислотного состава до перфорированного патрубка с циркуляцией технологической жидкости по затрубному пространству и дальнейшая разгрузка инструмента для установки верхнего упорного пакера — компоновка готова к проведению обработки призабойной зоны пласта (рис. 2). По завершении работ компоновку извлекают путем натяжения колонны НКТ, якорный механизм входит в транспортное положение.

Преимущества двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем:

- отличительная особенность данной компоновки в том, что нижний пакер оснащен специальным фиксатором, который после посадки в эксплуатационной колонне и снятия нагрузки с верхнего пакера сохраняет осевое сжатие и герметичность уплотнительных манжет;
- фиксатор нижнего пакера многоразового действия, что позволяет проводить поинтервальную обработку призабойной зоны пласта;
- в сравнении с проведением обработки призабойной зоны пласта на обычных пакерах (без фиксатора), применение данной компоновки позволяет исключить поглощение кислотного состава другими пластами с высокой приемистостью.

Рис. 1. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для доведения кислотного состава в призабойную зону пласта при посаженном нижнем пакере

Рис. 2. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для закачки кислотного состава в пласт при посаженном нижнем и верхнем пакерах

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем в промысловых условиях

В 2021–2022 гг. на месторождениях АО «Оренбургнефть» специалисты отдела по ТКРС под руководством Сергея Николаевича Егорова, Константина Викторовича Шмуратко, Дмитрия Анатольевича Калошина, совместно с представителями завода ООО «НПФ «Модуль» Леонидом Александровичем Сизовым, Русланом Виноризовичем Салаховым, а также представителем ООО «СамараНИПИнефть» Алексеем Анатольевичем Ардалиным, разработали и провели опытно-промышленные испытания двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта. Применение данной компоновки позволяет избежать поглощения химического состава нижележащими пластами. Работы были проведены на трех скважинах АО «Оренбургнефть» с успешностью 100 %. В результате были подтверждены технические характеристики и преимущества компоновки.

Итоги

С 2022 г. по настоящее время на месторождениях АО «Оренбургнефть» с применением данной компоновки выполнено 19 операций с успешностью 100 %. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем зарекомендовала себя как надежное оборудование, которое позволяет повысить эффективность проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта, снизить продолжительность и стоимость капитального ремонта скважин в целом.

Выводы

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта производства ООО «НПФ «Модуль» имеет большую значимость для производственной деятельности нефтедобывающих компаний и может рассматриваться как потенциальный проект для успешного внедрения. На текущий момент данное оборудование аналогов в РФ не имеет.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Егоров Сергей Николаевич, начальник отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: snegorov2@orn.rosneft.ru

Шмуратко Константин Викторович, руководитель сектора по технологиям отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: kvshmuratko@orn.rosneft.ru

Калошин Дмитрий Анатольевич, менеджер сектора по технологиям, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: dakaloshin@orn.rosneft.ru

Сизов Леонид Александрович, заместитель директора по новым технологиям, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: leonid_28@list.ru

Салахов Руслан Виноризович, заместитель директора по развитию, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: modullen-pr@mail.ru

Ардалин Алексей Анатольевич, главный специалист отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: ardalinaa@samnipi.rosneft.ru

15-летие ГК «Система-Сервис»: путь от «импортного» цеха в топ российских нефтесервисных компаний

Директор ООО «УК «Система-Сервис», член правления Холдинга «ТАГРАС» Ильдар Мухамадеев поздравил коллектив с юбилеем, вспомнил ключевые исторические вехи становления предприятий группы компаний и поделился планами роста и развития бизнеса.

Ильдар Рустамович Мухамадеев, директор ООО «УК «Система-Сервис», член правления Холдинга «ТАГРАС»

– Ильдар Рустамович, в 2023 году коллектив Группы компаний «Система-Сервис» отмечает 15-летие со дня основания. Какой смысл несет в себе эта дата?

– Это не просто очередной юбилей, это особое летоисчисление, сотканное из множества событий, успехов и повседневных будней, намеченных задач и итогов. Это определенная точка отсчета, когда мы можем дать объективную оценку своей трудовой и общественной деятельности, скорректировать действия и определить вектор дальнейшего развития.

Сегодня ГК «Система-Сервис» — современное, технологичное предприятие с огромным производственно-техническим потенциалом и высококвалифицированным персоналом, вносящее достойный вклад в развитие нефтяной промышленности Республики Татарстан и Российской Федерации.

В состав группы компаний входят — управляющая компания, ООО «Сервис НПО», ООО «РИНПО», ООО «Перекрыватель» и ООО «Татнефть-Кабель».

– Можете вспомнить, с чего начиналась история компании?

– Конечно. Семидесятые годы прошлого века вошли в историю Татарии как период бурного роста механизированной добычи черного золота. Именно в ту пору страна получила первую сотню миллионов тонн татарстанской нефти. В 1973 году Министерство нефтяной промышленности СССР закупило у американской фирмы REDA 850 комплектов установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) для нефтяных регионов страны. Наиболее подготовленными для выполнения задач по обслуживанию и ремонту считались специалисты ПО «Татнефть». Поэтому было принято решение об организации обслуживания и ремонта импортного оборудования в г. Альметьевске. Был создан новый цех, который в народе называли «импортный».

В 1976 году появилась Альметьевская Центральная база производственного обслуживания по прокату и ремонту электропогружных установок (АЦБПО ЭПУ). Активное использование технических новшеств в эксплуатации и ремонте нефтепромыслового оборудования позволили АЦБПО ЭПУ добиться высоких показателей в производстве, повышении качества услуг и культуры производства.

В 2008 году, в рамках программы по реформированию внутреннего сервисного блока нефтедобычи, АЦБПО ЭПУ была переименована в ООО «УК «Система-Сервис» и вошла в состав нефтесервисного Холдинга «ТАГРАС».

Это уже история. А в настоящем производственные площадки наших предприятий расположены практически во всех городах юго-востока Татарстана, в Республике Удмуртия и в Ханты-Мансийском автономном округе.

– Вы отметили, что в группу компаний входят УК «Система-Сервис» и четыре дочерних предприятия — «Сервис НПО», «РИНПО», «Перекрыватель» и «Татнефть-Кабель». На чем специализируются предприятия?

– ООО «Сервис НПО» обеспечивает заказчикам сервис всех типов установок электропогружных насосов (УЭПН), насосов для поддержания пластового давления типа ЦНС, плунжерных насосных агрегатов (ПНА) и горизонтальных насосных установок.

Ключевая специализация ООО «РИНПО» — ремонт и изготовление нефтепромыслового оборудования для добычи нефти, насосов системы ППД.

ООО «Перекрыватель» занимается производством оборудования для локального крепления скважин, оказывает комплексный сервис по отработке PDC долот и гидравлических забойных двигателей в процессе бурения скважин.

Производством погружного кабеля и кабельной продукции занимается ООО «Татнефть-Кабель». Также компания осуществляет капитальный ремонт кабеля для погружных электроустановок.

Подчеркну, что взаимодействие всех предприятий в группе компаний основано на единой политике в области проката и ремонта нефтепромыслового оборудования, разработке и совершенствовании выпускаемой продукции и концентрации инженерно-технических ресурсов.

– Что бы вы назвали главным достижением ГК «Система-Сервис» за прошедшие годы?

– За истекшие годы нам удалось окрепнуть, стать одним из наиболее перспективных и эффективно работающих предприятий Холдинга «ТАГРАС». Мы растем ежегодно. За 2022 год выручка увеличилась на 16% и достигла 10 млрд рублей.

«Система-Сервис» — многократный лауреат целого ряда всероссийских и республиканских конкурсов и премий за высокую производственную и экономическую эффективность и значительные результаты в области повышения качества продукции.

Активная реализация программ и проектов в этот период потребовала большой личной ответственности каждого работника компании. Положительные результаты стали возможными благодаря сплоченности и высокому мастерству нашего коллектива. В этом я вижу наше ключевое достижение. И искренне благодарю каждого сотрудника за надежность, самоотверженный труд и инициативность.

– Продукцией и услугами предприятий ГК «Система-Сервис» пользуются более 240 заказчиков. Что позволило компании из Татарстана войти в число крупнейших поставщиков в России и занять прочные позиции в странах СНГ?

– Безусловно, наш богатый опыт и компетенции. Мы взяли курс всестороннего развития, планомерно реализуем масштабные проекты за пределами Татарстана — в республиках Коми, Удмуртия и Башкортостан, в Волгоградской, Оренбургской, Самарской и Ульяновской областях, в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах.

В числе наших заказчиков — флагманы рынка, такие как «Роснефть», «Татнефть», «ННК», «Нефтиса». Для предприятий нефтегазовой отрасли крайне важны безопасность, качественное оборудование, соответствующее мировым стандартам, высококлассный сервис и надежная продукция. Без преувеличения, «Система-Сервис» в состоянии все это обеспечить.

Наши предприятия неоднократно становились лауреатами и дипломантами целого ряда всероссийских и республиканских конкурсов и премий: «Лучшие товары Республики Татарстан», национальной премии «Экономическая опора России», «Лидер по количеству производительных рабочих мест», «100 лучших товаров России». Высокой оценкой деятельности стало присуждение сразу двух правительственных премий: Российской Федерации за достижение значительных результатов в области качества продукции и услуг, обеспечения их безопасности, а также за внедрение высокоэффективных методов управления

качеством и премии правительства Республики Татарстан за качество.

Мы очень ценим и гордимся признанием со стороны заказчиков и партнеров, нацелены укреплять результаты и повышать планку. Прежде всего, для самих себя иначе не будет развития и роста.

– С точки зрения роста и развития бизнеса, на какие проекты делаете ставку?

– С 2021 года реализуем проект по комплексному обслуживанию УЭЦН в Западной Сибири. Для выполнения договорных обязательств перед заказчиком в составе ООО «Сервис НПО» создано обособленное подразделение «Система-Сервис-Радужный» с базированием на территории Ханты-Мансийского автономного округа. В составе обособленного подразделения работают цех сервисного обслуживания и ремонтный цех нефтепогружного и наземного оборудования УЭЦН. Обустроена и введена в работу производственная база по ремонту оборудования. Однозначно, мы видим перспективы по развитию бизнеса в данном регионе.

Успешными считаю и ряд других реализованных проектов. Например, мы организовали участок по изготовлению и ремонту PDC долот; запустили несколько новых производств — литейное, механической обработки рабочих органов ЭЦН, штамповочное производство листов статора и пакетов ротора ПЭД. Приобрели новые производственные линии и оборудование.

Подчеркну, что наша компания планомерно наращивает инвестиции. Только за последний год объемы инвестиций увеличились в 2,2 раза и превысили 1,2 млрд рублей. Реализация новых инвестпроектов позволяет нам оптимизировать затраты, повышать эффективность деятельности и организовать производство и сервис на новых территориях.

– А какие процессы с точки зрения роста и развития происходят внутри компании?

– Одна из ключевых программ — комплексная цифровая трансформация предприятий. Мы внедряем информационные системы по управлению производством, закупками, имуществом и продажами. Отдельное внимание уделяем бизнес-планированию и бюджетированию, управлению финансами.

Кроме того, в компании реализуются программы, нацеленные на развитие сотрудников, на поддержание командного духа и сплоченности коллектива. К примеру, мы регулярно проводим конкурс профессионального мастерства, слеты мастеров и рейтингование цехов. По итогам каждого года обязательно формируем рейтинг управляемых обществ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Поддерживаем инициативу и рационализаторскую деятельность. Только за последний год на производстве использовано 1688 рацпредложений, изобретений и полезных моделей, авторами предложений стали 955 наших работников.

– Ильдар Рустамович, под вашим руководством — тысячи людей. Это огромная ответственность и непростая задача: привлечь и развивать сотрудников – ключевой актив бизнеса. Сегодня, чтобы удержать работников, важно также системно улучшать условия труда и отдыха, предлагать увесистый соцпакет...

– Абсолютно согласен. Мы системно инвестируем в улучшения условий труда рабочих и служащих. В числе постоянных задач — благоустройство территорий, капитальный и текущий ремонт административных зданий и цехов, бытовых, служебных и производственных помещений, инженерных систем. В рамках одного из проектов — по улучшению энергоснабжения базы ООО «Перекрыватель» в г. Азнакаево — мы даже построили новую линию ЛЭП.

Что касается отдыха и социальных льгот, у нас в компании значительную роль играет профсоюз. Профком контролирует вопросы социально-бытового характера. Социальные льготы Коллективного договора предоставляются всем работникам и пенсионерам компании. Оказывается материальная помощь на лечение, к отпуску, рождение детей, ритуальные расходы, 8 Марта, при выходе на пенсию, по случаю юбилея, к Дню пожилых людей, Дню инвалидов, выплачивается ежеквартальная нефтяная пенсия. Кроме того, предоставляются социальные оплачиваемые отпуска в случаях рождения детей, регистрации брака, по уходу за детьми. Выделяются квартиры по социальной ипотеке.

Серьезное внимание мы уделяем профилактике и оздоровлению работников — предоставляются путевки в санаторные и детские оздоровительные учреждения. Для досуга работников и их семей функционирует база отдыха «Кама». Поддерживается спорт и художественная самодеятельность.

– Ильдар Рустамович, каким вы видите будущее ГК «Система-Сервис»?

– «Система-Сервис» — динамично развивающаяся компания. Каждый из наших сотрудников — часть сплоченной команды. Вместе мы реализуем программу стратегического развития наших предприятий, рассчитанную до 2030 года, и нацелены повышать производительность труда, создавать конкурентные, востребованные рынком продукты и сервисы, выходить за рубеж с экспортными поставками и активно развиваться в России, чтобы войти в тройку компаний-лидеров нефтесервисного рынка страны.

– Празднование 15-летия ГК «Система-Сервис» совпадает с еще одним весомым профессиональным праздником...

– Верно. И я от всей души поздравляю действующих сотрудников и ветеранов ГК «Система-Сервис» с Днём работников нефтяной и газовой промышленности! Уже много десятилетий нефтегазовая отрасль задает темпы экономического развития для всей нашей необъятной страны, проводит активную социальную политику, уделяет большое внимание поддержке здравоохранения, образования, культуры, спорта, эстетическому воспитанию детей и молодёжи, выделяет значительные средства на благотворительность.

В первое воскресение сентября мы отмечаем свой профессиональный праздник. День нефтяника – событие, объединяющее настоящих мастеров своего дела, отважных и сильных духом людей, умеющих преодолевать преграды и решать сложные задачи. И мы по праву гордимся принадлежностью к этой замечательной профессии, сочетающей в себе особую трудовую закалку и самоотверженность.

Залогом успешного развития являются трудолюбие, инициативность и преданность делу работников коллектива. Я искренно благодарю вас, уважаемые коллеги, за ваш труд, высочайший профессионализм, мастерство и надежность. Особую признательность выражаю нашим дорогим ветеранам за бесценный опыт, самоотверженность и преданность избранному делу. Результаты вашей работы служат достойным примером для молодого поколения.

Уважаемые работники и ветераны ГК «Система-Сервис», желаю крепкого здоровья, процветания, неиссякаемой энергии, счастья и благополучия вам и вашим семьям!

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»

15 лет ГРУППА КОМПАНИЙ СИСТЕМА•СЕРВИС

423450, Россия, Татарстан, Альметьевск, ул. Базовая, 2
т./ф.: +7 (8553) 38-94-00, 31-84-94
info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

Азотные компрессорные станции ТГА

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

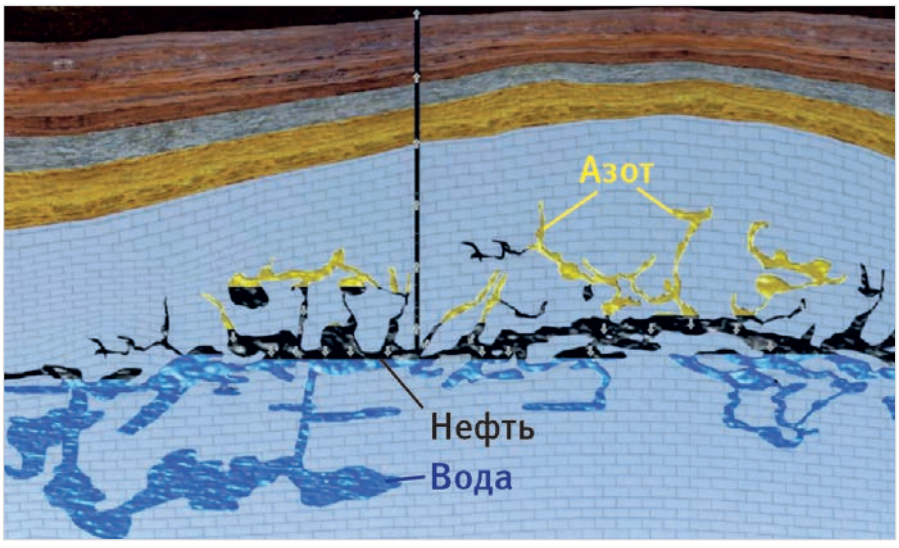


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

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

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

Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха

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

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

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

ККЗ

КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция

серии ТГА 10/631

ЛУЧШИХ ТОВАРОВ России 2018

CERTIFIED ISO 9001:2015 COMPANY

Серия ТГА

Давление до **630** бар

Азот **99** %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

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

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

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

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

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

Герметизация проходов трубопроводов с помощью регулируемого уплотнителя АктивРинг* кольцевого типа

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

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

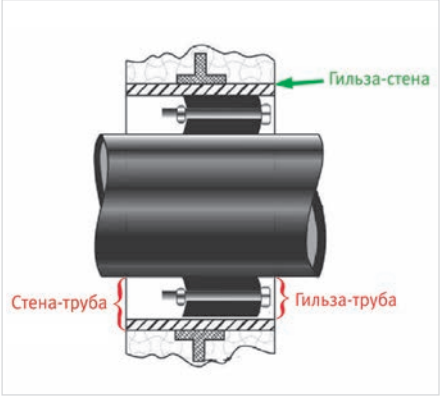


Рис. 1. Зазоры при проходе трубы через стенку

В обоих случаях герметизация зазоров осуществляется уплотнителями АктивРинг*.

Зазор «Гильза-Стена» герметизируется гидроворотником марки АР.

Для надежного обеспечения и ускорения поставок ООО «АПС» производит и содержит складской запас из 26 стандартных типоразмеров звеньевого уплотнителя АктивРинг.

Стандартные толщина и длина дуги упругого элемента задают диапазон уплотняемых зазоров звеньевым уплотнителем АктивРинг от 10 до 100 мм.

В ситуациях, когда:

- зазор больше 100 мм;
- кольцо из стандартных элементов не входит в гильзу и/или меньше диаметра трубы;
- максимальная затяжка не обеспечивает герметичность;
- труба/кабель не отцентрированы в гильзе/отверстии;
- необходимо герметизировать проход более одной трубы/кабеля разных диаметров с их произвольным расположением внутри гильзы/отверстия;
- то же при некруглом (овальном) отверстии или гильзе. Звеньевые уплотнители дополняет линейка кольцевых уплотнителей.

Кольцевой уплотнитель АктивРинг — компакт АктивРинг предназначен для герметизации зазоров в межтрубном пространстве между трубой (кабелем) и внутренней поверхностью гильзы, защитной трубы или гладкого отверстия в ограничивающей конструкции.

Компакт АктивРинг состоит из упругого элемента с отверстиями или без них для одной и более труб (кабелей) и двух прижимных пластин, соединенных через упругий элемент болтами с гайками. Упругий элемент выполнен из резины или из специально подобранной полимерной композиции с добавлением каучука (ТЭП). Материал допускает использование его в воде, слабоконцентрированных кислотах и щелочах, растворах в воде масел, топлива, других нефтепродуктов.

Варианты изготовления — с заданными диаметром и расположением отверстия для трубы/кабеля, глухой (для последующей пробивки необходимых отверстий), разъемный для установки на уже смонтированные трубы, неразъемный, с прижимными пластинами из различных материалов, со стандартными пластинами от звеньевого уплотнителя (рис. 2).

Рис. 2. Варианты кольцевых уплотнителей АктивРинг

Болты, гайки, шайбы — оцинкованные или из нержавеющей стали.

Герметичность регулируется затяжкой болтов — при последовательном и контролируемом затягивании болтов прижимные пластины создают давление на упругий элемент, увеличивается его толщина, зазоры межтрубного пространства заполняются материалом упругого элемента, и проход труб или кабелей становится герметичным.

Компакт АктивРинг может быть установлен:

- в гильзу;
- в защитную трубу;
- в подготовленное отверстие в ограничивающей конструкции.

Основные характеристики кольцевого уплотнителя АктивРинг:

- диапазон диаметров рабочих труб до 3 000 мм;
- диапазон уплотняемых зазоров от 10 мм;
- герметичность — рабочая до 2 бар, давление выдавливания до 6 бар;
- термостойкость — рабочая -40... +80 °С, кратковременно — до +110 °С.

Кольцевой уплотнитель изготавливается на заказ, точно под диаметры труб/кабелей и проходов, а для обеспечения герметичности требует минимальной затяжки.

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

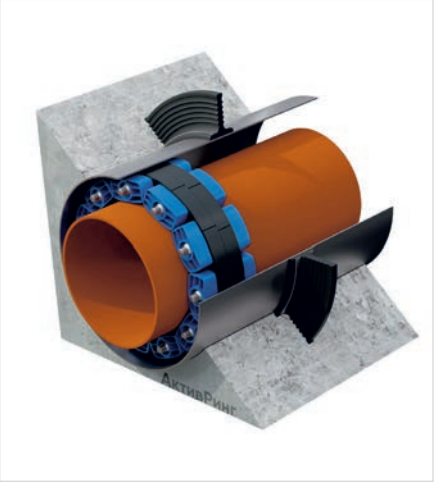


*Рис. 3. Узел герметизации АктивРинг**

ООО «АктивПитерСтрой» производит в Санкт-Петербурге: опорно-направляющие кольца, герметизирующие манжеты, уплотнители кольцевых пространств АктивРинг*, гидроизолирующие воротники, многокабельные проходки.

Продукция продвигается и продается под торговой маркой «АктивРинг».

Не подлежит обязательной сертификации (отказное письмо).

На продукцию выдается паспорт качества.

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

Срок службы не менее 20 лет.

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

*АктивРинг — зарегистрированная торговая марка.

Актив Питер Строй

НГП

ООО «НефтеГазПерспектива»

Внутритрубная диагностика трубопроводов

О компании

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

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

Почему мы?

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

Технический департамент

Аналитический департамент

Департамент обеспечения бизнеса

Финансовый департамент

Отдел охраны труда и окружающей среды

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

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

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

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

От идеи к решению,
от решения к реализации!

WikiOil: эффективное управление документами на платформе «Техэксперт»

Опыт внедрения и эксплуатации цифровой платформы «Техэксперт» на предприятиях Иркутской нефтяной компании.

Иркутская нефтяная компания (ИНК) — один из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Компания ведет геологическое изучение, разведку и разработку 53 участков недр в Иркутской области, Красноярском крае и Республике Саха (Якутия). Сегодня в группе компаний работают более 15 тысяч человек.

В 2017 г. стало очевидно, что дальнейшее развитие ИНК невозможно без качественного управления нормативными документами. В том же году компания познакомилась с разработками Консорциума «Кодекс» для управления документами на платформе «Техэксперт».

Тогда же в ИНК был создан отдел оптимизации бизнес-процессов и стандартизации. В задачи подразделения входили сбор, анализ и систематизация всех внутренних нормативно-методических документов (ВНМД) компании, а также поиск площадки для их размещения. Так возникла концепция системы WikiOil.

Предпосылки появления и задачи системы WikiOil

Одной из главных причин создания WikiOil стала разрозненность хранилищ ВНМД: сетевой диск на корпоративном сервере, внутренний корпоративный портал, система электронного документооборота и официальный сайт компании. Кроме того, назрела необходимость собрать вместе всю нормативную базу, применяемую в головной компании и дочерних обществах.

К этому прибавилось и отсутствие установленных механизмов распространения ВНМД и внешних документов среди сотрудников холдинга. Поиск документов, регулирующих определенные сферы, бизнес-процессы и задачи, был также долгим и трудоемким. Кроме того, до начала работы над системой WikiOil не были налажены механизмы фиксации внешних требований в ВНМД и их своевременной актуализации.

Перед отделом оптимизации бизнес-процессов и стандартизации стояла задача создать единую электронную базу знаний ИНК и ее дочерних структур. Она должна была объединить инструменты управления документами, базу ВНМД и внешний фонд нормативной документации. Также был необходим единый стандарт фиксации и распространения ВНМД среди сотрудников холдинга и удобные инструменты для своевременной актуализации действующих ВНМД в соответствии с законодательными изменениями. Все это значительно сократило бы трудозатраты на поиск и проверку актуальности как внутренних, так и внешних документов.

Кроме того, компании требовалась единая база терминов и определений, которая бы позволила унифицировать их употребление в рамках фонда внутренних документов.

Большой массив ВНДМ также нуждался в программных инструментах для эффективного и автоматизированного анализа с возможностью формирования отчетов результата проверки. И все это нужно было связать с реестрами требований к бизнес-процессам компании, а также «цифровыми кабинетами», содержащими актуальную и исчерпывающую информацию для разных подразделений, должностей или бизнес-задач, включая ссылки на внешние источники.

Развитие системы WikiOil. Формирование единого фонда документов

Поставленные задачи требовали не только сбора в едином месте действующих документов, но и создания полноценной системы управления нормативно-техническим контентом предприятия. В результате были определены: объект управления — внутренний нормативно-методический документ (ВНМД), порядок сбора и размещения в едином фонде новых документов, а также распространения, группирования и проверки на актуальность действующих ВНМД.

На начальном этапе специалисты подразделения собирали все актуальные версии ВНМД из разрозненных источников в одном месте. Параллельно шел поиск программной платформы, которая могла бы дать дополнительные инструменты для управления ВНМД.

В итоге выбор был сделан в пользу отечественной цифровой платформы «Техэксперт», разработанной Консорциумом «Кодекс». Главным достоинством платформы является возможность объединения в едином цифровом пространстве внешних и внутренних документов предприятий, снабжения их перекрестными гиперссылками и использования для работы с ними единых SMART-сервисов программного комплекса. Так появился тандем «Техэксперт: WikiOil».

SMART-сервисы платформы позволяют оперативно реагировать на изменения во внешних нормативных документах и анализировать большие массивы данных. Кроме того, специалисты ИНК отмечают качество техподдержки программного решения и готовность разработчиков услышать потребности клиентов и работать над их закрытием.

Далее началось постепенное внедрение на предприятии программных модулей платформы. За необходимый ИНК функционал теперь отвечают Система управления нормативной и технической документацией (СУ НТД) «Техэксперт» и ее подсистемы, каждая из которых оптимизирует тот или иной этап управления ВНМД.

Сначала была развернута подсистема подсистемы «Банк документов», которая позволяет загружать и систематизированно хранить документы внутреннего фонда предприятия. Каждый документ в таком фонде представляет собой контейнер данных, в котором, помимо текста документа в PDF-формате и других вложений, есть атрибуты этого документа. Они позволяют не только быстрее и точнее находить документ, но и эффективнее его применять. Специалисты ИНК начали загружать уже существующие документы в единый фонд WikiOil. Параллельно создавались и совершенствовались требования к передаче вновь разработанных или обновленных ВНМД от ответственных подразделений, размещению документов в фонде, их проверке и актуализации. Отдельная работа велась по выработке механизма внедрения и использования ВНМД на предприятии: система «Техэксперт: WikiOil» была зафиксирована на уровне руководящих документов как единственный источник актуальной нормативно-технической информации холдинга.

На 2023 г. в фонде внутренних документов компании хранятся порядка 4 000 ВНМД, 4 100 терминов, 5 700 определений. За 6 лет развития проекта система внедрена во всей группе компаний ИНК. Она информирует работников предприятий об изменениях и появлении новых ВНДМ, а также утрате актуальности внешней и внутренней нормативной документации.

Дополнительные сервисы

Сформированной в 2019 г. группе ИНК по стандартизации (ранее — отдел оптимизации бизнес-процессов и стандартизации) и специалистам Информационной сети «Техэксперт» удалось создать ряд ценных сервисов для сотрудников компании. Речь идет о разнообразных реестрах требований, которые составляются как из внутренних документов группы компаний, так и из внешних нормативных источников.

В системе WikiOil была создана вкладка, где сотрудники ИНК могут найти реестры нормативных документов для каждого юридического лица, входящего в группу компаний, реестр обязательных для разработки в рамках юридического лица ВНМД в соответствии с нормами трудового права, налогового законодательства, федеральных норм промышленной безопасности и т. д. Каждый документ в таком реестре размечен гиперссылкой, которая ведет на текст этого документа внутри WikiOil. Реестры регулярно проверяются с помощью модуля «Контроль актуальности ссылочных документов» и интеграционного модуля «кАссист» и корректируются в соответствии с внешними или внутренними нормативными изменениями. Еще один важный тип сервисов в рамках «Техэксперт: WikiOil» — это цифровые кабинеты. Если реестры требований позволяют ссылаться только на документы внутри системы, то цифровой кабинет — это виртуальная область с готовой подборкой не только документов, но и ссылок на внешние/внутренние сервисы и инструменты. В частности, созданный в WikiOil цифровой кабинет «Проектирование объектов капитального строительства» содержит ссылки и на внешнее программное обеспечение (AutoCAD, Appius и др.).

Еще одна подсистема СУ НТД, которая используется в ИНК, — это «Пользовательский словарь». С его помощью был создан справочник всех терминов и их определений, используемый в ВНМД холдинга. Теперь любой пользователь WikiOil может посмотреть, как трактуется тот или иной термин в разных документах компании, и сослаться на наиболее подходящий источник термина во вновь разрабатываемых ВНМД.

Надежный источник внешних нормативных документов

Ни одна компания не обходится в своей деятельности без внешних нормативных документов, а также справочной и аналитической информации по их применению. Эту потребность предприятиям помогают закрыть профессиональные справочные системы (ПСС) «Кодекс»/«Техэксперт» для специалистов разных отраслей экономики. С 2019 г. и по настоящее время ИНК использует не только основную профильную для отрасли систему «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс», но и полный комплект систем для топливно-энергетического комплекса и строительства. Кроме этого, специалисты ИНК используют большой набор юридических систем, в том числе посвященных судебной практике и региональному законодательству, и системы для обеспечения охраны труда и производственной безопасности.

Узнать больше о решениях цифровой платформы «Техэксперт» для управления нормативными и техническими документами можно по электронной почте spp@kodeks.ru или телефону 8-800-505-78-25.

КОДЕКС ТЕХЭКСПЕРТ

АЛЬМЕТЬЕВСКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

80 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

75 ЛЕТ РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

2023

18–20 ОКТЯБРЯ

18+

XV МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

Нефтедобыча.
Нефтепереработка.
Химия.

15–17 НОЯБРЯ 2023

САМАРА

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

ЭКСПО-ВОЛГА
организатор выставок с 1986 г.

+7 (846) 207-11-24

gasoilexpo.ru

2024

3-5 апреля

Казахстан, Атырау

ATYRAU

OIL&GAS KAZAKHSTAN

21-я Северо-Каспийская
региональная выставка

«Атырау Нефть и Газ»

Подробная информация:

www.oil-gas.kz

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

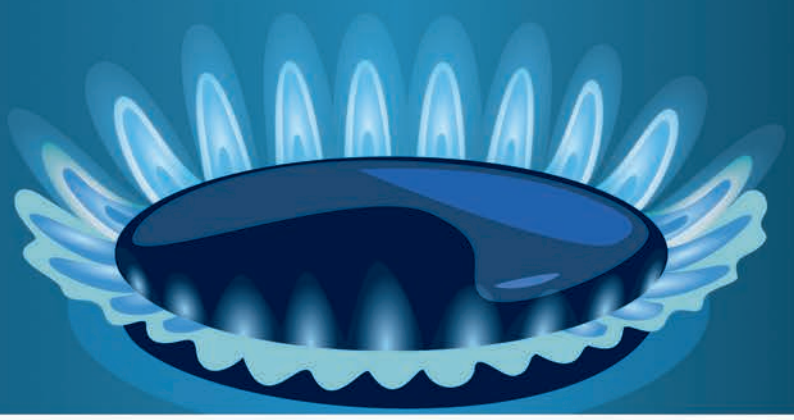
23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ-2024

www.neftegaz-expo.ru

15–18 апреля 2024

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»



12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

expoz.ru

3D АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ

Визуализация изделий

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

Инфографика из вашего текста

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

Дизайн и полиграфия

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

Высокотехнологические инновационное оборудование на отечественной программно-аппаратной платформе

АСОИ «Скважина»

Удаленный мониторинг технологических процессов. Беспроводные датчики давления, температуры. Регистратор выноса песка.

Измеряемые параметры:
- Избыточное давление среды от 0 до 60 МПа;
- Температура среды от -50...+100 °С;
- Вынос твердых фракций (песка) от 0,002 г/с.

Области применения:
- Удаленные скважины;
- Кустовые площадки скважин;
- Протяженные объекты/трубопроводы;
- Площадные объекты.

ДАТЧИК ТЕМПЕРАТУРЫ СМТ

Автономный источник питания
10 лет непрерывной работы на одной батарее

Передающий модуль
оптимальное аппаратное решение для построения беспроводных сенсорных сетей. Возможность ретрансляции данных на большие расстояния

Проприетарный протокол обмена БИНАР
ПО, позволяющее экономить энергию батареи.

Расширенный температурный диапазон эксплуатации
сохраняет работоспособность при температуре до -50°С

ДАТЧИК ДАВЛЕНИЯ СМД

РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ «КАДЕТ»

инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной работы скважин

Регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Акусто-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяет в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций.

Два исполнения:
- Беспроводной с внутренним источником питания и передачей информации по радиоканалу. ВН 1228
- Проводной с внешним источником питания и интерфейсом RS-485. ВН 1228-01

Высокая помехоустойчивость.
Нулевое значение при отсутствии выноса песка.
Регистрирует только твердые частицы

Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВТФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи

Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора

БИНАР
БИЗНЕС, ОСНОВАННЫЙ НА ЗНАНИЯХ

607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр. 17А,
+7 (83130) 5-99-35, 5-99-53
binar@binar.ru, www.binar.ru

Русь Турбо

КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН

комплексный ремонт, восстановление и техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования предприятий нефтяной и газовой промышленности, тепловых электростанций

ЛУЧШЕЕ ПРЕДПРИЯТИЕ ОТРАСЛИ 2019

НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЗНАК ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО

100 лучших предприятий России

Больше информации об услугах ООО «Русь-Турбо»

info@russturbo.ru

www.russturbo.ru

8 (800) 201-90-46