№7 (100) НОЯБРЬ 2023

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

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

РОСНЕФТЬ

Построение
фациальной схемы ачимовских отложений

Заводнение
на Арланском месторождение

Вариативный подход
к подбору жидкостей глушения

Выбор
режима работы горизонтальных скважин

Интегральная модель
энергоэффективности

ЛУКОЙЛ

Процессы фильтрации
в сложных средах в ВЧ ЭМ поле

Адсорбция
полярных компонентов нефти при ВЧ ЭМ воздействии

SNF VOSTOK
ПОДКЛЮЧАЙ И КАЧАЙ
ИНЖИНИРИНГ И ОБОРУДОВАНИЕ
Повышение нефтеотдачи
www.snf-group.ru

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА-ФОРУМ

РОССИЯ

04.11.2023 – 12.04.2024
Москва, ВДНХ

Международная выставка-форум «Россия» — это демонстрация главных достижений страны. Участниками станут все 89 регионов России, федеральные министерства и ведомства, корпорации и общественные организации.

«Россия — открытая страна и при этом самобытная цивилизация. В этом утверждении нет никакой претензии на исключительность и превосходство, но эта цивилизация наша — вот что главное. Её нам передали предки, а мы должны сохранить её для наших потомков и передать дальше.»

Президент России
Владимир Путин

50+
Экскурсий ежедневно

89
Регионов

131
Экспозиция

161
День длится выставка

12 000 000
Посетителей

СОЕДИНЯЕМ ИСКУССТВЕННЫЙ ИНТЕЛЛЕКТ И ВАШИ ДАННЫЕ В ПРОИЗВОДСТВЕ

neurosoft-global.ru

У России богатая история и огромные перспективы. Прямо сейчас наши учёные совершают прорывные открытия, наше образование обеспечивает передовое развитие страны в будущем.
Но важно бережно хранить традиции. Поэтому в России создают новые туристические маршруты по знаковым местам, чтобы по-настоящему раскрыть самобытный исторический путь родной страны.

парус электро

ИБП В РЕЕСТРЕ РОССИЙСКОЙ РАДИОЭЛЕКТРОННОЙ ПРОДУКЦИИ МИНПРОМТОРГА

WWW.PARUS-ELECTRO.RU

Корпорации участники

МИНОБРНАУКИ РОССИИ · Русское географическое общество, основано в 1845 г. · Минпромторг России · СБЕР · ЛУКОЙЛ · РОСКОСМОС · Я · РОСАТОМ · РОСНЕФТЬ · ГАЗПРОМ · СИБУР · РЖД

EXP

ПРОМЫШЛЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ для нефтегазовых и нефтехимических предприятий

exp-group.tech

На полгода территория ВДНХ станет масштабной проекцией всей России. Выставка позволит познакомиться с современными технологическими разработками и научными открытиями. Посетители узнают о ключевых достижениях в промышленной, социальной, спортивной и культурной сферах страны.

На всё время проведения Выставки запланированы яркие культурно-развлекательные мероприятия, обширные образовательные и деловые программы.

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

11 Юрова М.П. Ресурсный потенциал газовой отрасли России

14 Пунанова С.А. Типизация скоплений углеводородов по величине геологических запасов в юрских нефтегазоносных комплексах севера Западной Сибири

22 Тюкавкина О.В. К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива

30 Грищенко М.А. Что мы прогнозируем? Связь упругих характеристик разреза с фациальными и литологическими особенностями строения пластов ПК19-20 Берегового месторождения

38 Арапов В.О. Оперативное построение фациальной схемы ачимовских отложений для целей сопровождения бурения

44 Ерохин Г.С. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения

Строительство

49 ГК «ТехПолимер»: Устройство защитного экрана шламовых амбаров на Ковыктинском ГКМ

Бурение

50 Попов С.Н. Разработка 1D геомеханической модели скважины и определение рекомендуемой плотности бурового раствора при ее бурении в интервале продуктивной толщи одного из месторождений Прикаспийской впадины

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

55 Чиглинцева А.С. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1

61 Хисматуллина Ф.С. О влиянии высокочастотного электромагнитного поля на процессы смешивающегося неизотермического течения многокомпонентной многофазной жидкости в сложных средах

68 Хисматуллина Ф.С. Оценка влияния электромагнитных полей на адсорбцию полярных компонентов нефти на поверхности поровых каналов с учетом деформационной поляризации молекул

73 Еникеев Р.М. Факторный анализ энергоэффективности механизированной добычи нефти и формирование рекомендаций по ее повышению

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 7 (100) Ноябрь 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 11-23/13-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 30.11.2023
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

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

АО «ЕМ - РАЗВЕДКА»

Новосибирск,
Октябрьская магистраль 4,
оф. 1207

ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным 3D3СБ®-исследованиям

В практику нефтепоисковых работ внедрена новая технология прогноза НГ- коллекторов. Обеспечен новый технологический уровень оценки осадочного чехла, типа флюидонасыщения коллекторов.

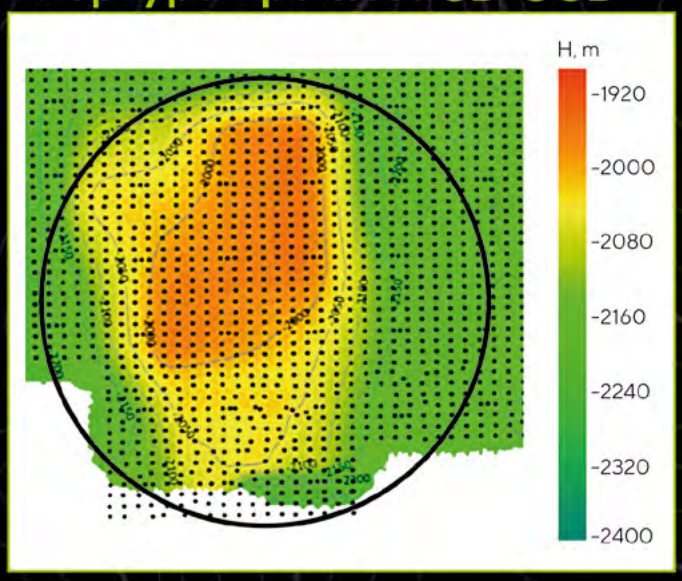
Прецизионность прогноза за счет высокой точности электрофизической модели путем приведения в соответствие экспериментальных **Ee (x, y, t)** и теоретических **Es(x, y, t)** откликов среды одновременно для всей апертуры

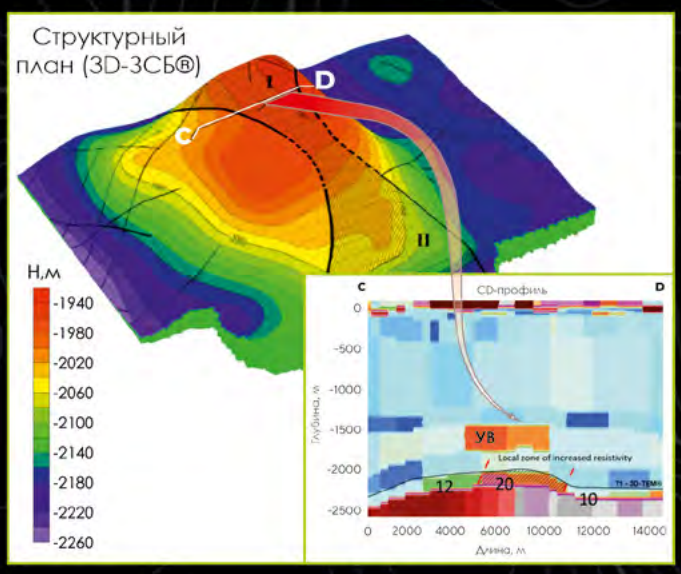
$$F(x,y,t)=\operatorname{argmin}\left(\frac{\|\varepsilon^{s}(x,y,t)-\varepsilon^{e}(x,y,t)\|}{\|\varepsilon^{e}(x,y,t)\|}\right)$$

Результат -

Уменьшение «сухих скважин»
Снижение пропущенных залежей

Апертура прогноза 3D-3СБ ®





aerosurveys.ru

+ 7 (905) 946·25·25
info@aerosurveys.ru
+ 7 (960) 798·01·74

78 Топольников А.С. Интегральная модель энергоэффективности цифрового актива

84 Капишев Д.Ю. Выбор режима работы горизонтальных скважин с большеобъемным многостадийным гидроразрывом пласта на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти

90 Бондаренко О.А. Перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на зрелом месторождении в условиях высокой выработки запасов

96 Садыков А.М. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах

102 Шайдуллин В.А. Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 1. Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами

Строительство

108 Ядрин В.В. Повышение качества цементирования тампонажными материалами, способных к самовосстановлению

КИПИА

113 Кутыгин И.А. О продлении срока службы АСУТП ГОФО-2/Ямал

118 Фрейман О.А. Разработка методики прогнозирования пластовых свойств нефти при помощи машинного обучения

122 Бадичев К.С. Автоматизация процесса термометрии в рамках развития системы геотехнического контроля в АО «ТомскНИПИнефть»

127 Элешкевич А.Д. Применение методов автоматизированного дешифрирования в задачах распознавания зон антропогенного воздействия на нефтегазовых месторождениях

ТРАНСПОРТИРОВКА

Компрессоры

132 ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»: Компрессорная техника ККЗ для освоения месторождений нефти и газа на Арктическом морском шельфе

Трубопровод

134 Филистеев В.Г. Механические свойства и коррозионная стойкость сварного соединения труб из супердуплексной стали SAF 2507, выполненного способом РАД с принудительным межслойным охлаждением

141 ООО «АПС»: Комплексная герметизация проходов труб и кабелей через строительные конструкции с применением продукции АктивРинг

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.

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!

CONTENT

UPSTREAM

Geology

11 Yurova M.P. Resource potential of Russian natural gas industry

14 Punanova S.A. Typification of hydrocarbon accumulations according to the size of geological reserves in the jurassic oil and gas complexes of the north of Western Siberia

22 Tyukavkina O.V. On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif

30 Grishchenko M.A. What do we predict? Relationship of elastic characteristics of the section with facies and lithological features of the formation structure PK19-20 the field Beregovoe

38 Arapov V.O. Operational construction of the facies scheme of the Achimov deposits for the purposes of supporting production drilling

44 Erokhin G.S. Efficiency of reservoir pressure maintenance system and ways to improve it on carbonate sediments of the Arlanskoye oil field

Drilling

50 Popov S.N. Development of a 1D geomechanical model of a well and determination of the recommended drilling fluid density when drilling it in the productive interval of one of the fields of the Caspian basin

Oil Production

55 Chiglintseva A.S. Approbation of methods for recalculating pressure along the trunk of a gas well the production of which contains liquid in the "RN-VEGA" software. Part 1

61 Khismatullina F.S. On the influence of a high-frequency electromagnetic field on the processes of mixing non-isothermal flow of a multicomponent multiphase liquid in complex media

68 Khismatullina F.S Assessment of the influence of electromagnetic fields on the adsorption of polar components of oil on the surface of pore channels taking into account deformation polarization of molecules

73 Enikeev R.M. Factor analysis of energy efficiency of artificial oil production and its improvement recommendations formation

78 Topolnikov A.S. The integrated model of a digital asset energy efficiency

84 Kapishev D.Yu. Selection of the operating mode of horizontal wells with large-volume multistage hydraulic fracturing on deposits with hard-to-recover oil reserves

90 Bondarenko O.A. Prospects for the application of enhance oil recovery at an ultra-mature field

96 Sadykov A.M. Fracture initiation and propagation method for high-rate hydraulic fracturing in source rock reservoirs

102 Shaydullin V.A. Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 1. Modeling of scaling during interaction of killing fluids with formation brines

108 Yadrin V.V. Improving cementing quality with self-healing cementing materials

SUPPLY

Automation

113 Kutygin I.A. On extending the service life of process automation systems, process control systems GOFO-2/Yamal

118 Freiman O.A. Development of a methodology for predicting reservoir properties of oil using machine learning methods

122 Badichev K.S. Thermometry process automation as a part of the geotechnical control system implementation in Tomsk Scientific Research Institute of Oil and Gas

127 Eleshkevich A.D. Application of automated decryption methods in recognition of anthropogenic impact zones on oil and gas fields

MIDSTREAM

Pipeline

134 Filisteev V.G. Mechanical properties and corrosion resistance of the super duplex steel SAF 2507, pipe weld joint made by the manual tig welding with using forced interlayer cooling

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 7 (100) November 2023

ISSUE DATE: 30.11.2023

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

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

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: 10.24412/2076-6785-2023-7-11-13 УДК 553.98 I Научная статья

Ресурсный потенциал газовой отрасли России

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

Аннотация
Открытие гигантских и сверхгигантских месторождений (›300 и 1 000 млрд тонн условного топлива) маловероятно в материковой части страны, поэтому в ближайшие 25 лет будет расширяться география поисков УВ в акваториях арктических морей, включая шельф Баренцева и Карского моря, на территориях Западной Сибири (Ямал, Гыдан), северо-запада Красноярского края (левобережье реки Енисей), Западно-Енисейской области, юга Лено-Тунгусской провинции и др. Осадочный чехол северных и арктических территорий будет освоен в 2031–2050 гг.
Важнейшим моментом в выборе наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ является геолого-имитационное моделирование, которое позволяет прогнозировать гигантские и уникальные месторождения УВ на суше и на море.

Материалы и методы
Использованы материалы специалистов ВНИИГАЗа под руководством Скоробогатова В.А., данные геолого-имитационного моделирования.

Ключевые слова
газовая промышленность, ресурсный потенциал, арктические территории, геолого-имитационное моделирование

Для цитирования
Юрова М.П. Ресурсный потенциал газовой отрасли России // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 11–13.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-11-13

Поступила в редакцию: 30.10.2023

UDC 553.98 I Original Paper

Resource potential of Russian natural gas industry

Yurova M.P.
Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
mpyurova@mail.ru

Abstract
Discoveries of giant and supergiant hydrocarbon deposits (more than 300 and 1 000 bln tones of fuel equivalent) in Russia's mainland are unlikely. Therefore in the following 25 years geological exploration will be expanded via arctical aquatories, including shelf of Barents and Kara sea, via territories of Western Siberia (Yamal, Gydan), North-West of Krasnoyarsk region (Yenisey river left bank), West-Yenisey area, the south of Lena-Tungus province, etc. Sedimentary cover of northern and arctic territories will be developed in 2031–2050.
Geological imitation modeling, which makes it possible to predict giant and unique hydrocarbon deposits of onshore and offshore origin, is of pivotal importance when choosing the most promising areas of geological exploration.

Materials and methods
Materials of scientists of the Gas Research Institute (VNIIGAZ) under the leadership of V.A. Skorobogatov, geological imitation modeling data have been used.

Keywords
natural gas industry, resource potential, arctic territories, geological imitation modeling

For citation
Yurova M.P. Resource potential of Russian natural gas industry. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 11–13. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-11-13

Received: 30.10.2023

Открытие гигантских и сверхгигантских месторождений углеводородов (›300 и 1 000 млрд тонн условного топлива) в материковой части страны характеризуется средней и малой вероятностью для большинства нефтегазовых бассейнов (НГБ) в силу их высокой изученности и природно-генетических условий.

В Западно-Сибирской мегапровинции к таким зонам относятся отдельные периферийные части мегабассейнов (восток и северо-восток Гыданского НГО) [1]. В пределах Сибирской платформы слабо исследована ее северная половина (Лено-Тунгусская провинция), недоизучен Енисей-Хатангский и Предверхоянский прогибы и т.д. [1]. В Западной Сибири изучены глубины до 3,5 км. Крайне слабо проводятся буровые работы в шельфовой области Баренцева и особенно Карского морей [1].

К наиболее перспективным (до 2035 г.) районам относятся на суше: арктические области Западной Сибири (Ямал, Гыдан, северный и восточный ареалы Большехетской впадины), северо-запад Красноярского края (левобережье эстуария р. Енисей), Западно-Енисейская область (между р. Енисей и границей с Пур-Тазовской НГО), а также южная половина Лено-Тунгусской провинции (междуречье рек Енисея и Лены) и Енисей-Хатангский мегапрогиб. Из морских акваторий можно отметить открытый шельф Баренцева и Карского морей, в более отдаленной перспективе — весь восточно-арктический сектор морей: Лаптевых, Восточно-Сибирского и др. [1], (рис. 1).

В Восточной Сибири ожидается прирост запасов УВ в объеме не менее 6 млрд тонн условного топлива [2]. Преобладающая часть ресурсов газа сосредоточена в пределах Вилюйской и Непско-Ботуобинской НГО (42,1 %) [2].

По принятой оценке (МПР, 2002 г.) начальная структура ресурсов (НСР) оценивается в 12,8 трлн м^3. Выделено 32 месторождения, содержащих свободный газ. В объеме разведанных запасов на Чаяндинский НГК приходится 49,4 % (рис. 1).

В распределенном фонде 26 участков, большая часть которых в ареале формирования транспортного коридора Восточная

Рис. 1. Главные центры по объему добычи и значимости для развития газовой промышленности России до 2040 г. [1]:
1 — Астраханский, 2 — Оренбургский, 3 — Надым-Пурский, 4 — Заполярный, 5 — Штокмановский, 6 — Северо-Предуральский, 7 — Ямальский, 8 — Гыданский, 9 — Пур-Тазовский, 10 — Эвенкийский, 11 — Иркутский, 12 — Чаяндинский, 13 — Присахалинский, 14 — Баренцевоморский, 15 — Приямальский, 16 — Северо-Гыданский, 17 — Юрубчено-Тохомский, 18 — Вилюйский, 19 — Прикамчатский
Fig. 1. Main areas by the volume of production and importance for Russian natural gas industry development until 2040 [1]: 1 – Astrakhanskij, 2 – Orenburgskij, 3 – Nadym-Purskij, 4 – Zapolyarnyj, 5 – Shtokmanovskij, 6 – Severo-Preduralskij, 7 – Yamalskij, 8 – Gydanskij, 9 – Pur-Tazovskij, 10 – Evenkijskij, 11 – Irkutskij, 12 – Chayandinskij, 13 – Prisakhalinskij, 14 – Barencevomorskij, 15 – Priyamalskij, 16 – Severo-Gydanskij, 17 – Yurubcheno-Tokhomskij, 18 – Vilyujskij, 19 – Prikamchatskij

Сибирь — Тихий океан (ВСТО).

Предполагается, что в ближайшие 25 лет расширится география поисков УВ — на суше арктических областей Западной Сибири (Ямал, Гыдан, северный и восточной ареалы Большехетской впадины), северо-западе Красноярского края — левобережье р. Енисей, Западно-Сибирской области, всей южной половине Лено-Тунгусской провинции (междуречье рек Енисей и Лены), открытом шельфе Баренцева и Карского морей (рис. 1).

Принципы развития минерально-сырьевой базы (МСБ) и прирост новых разведанных запасов УВ затрагивают:

- регионы Сибири и Дальнего Востока (поиски, оценка и разведка наиболее крупных (неоткрытых) месторождений УВ) (рис. 1);
- шельф арктических морей, опоискование наиболее крупных (по перспективным ресурсам УВ) объектов, прилегающих к береговой линии для обеспечения планируемой добычи на период в 2031–2050 гг.;
- осадочный чехол северных и арктических областей Западной Сибири, обладающий колоссальным УВ-потенциалом (в основном за счет газовой составляющей).

Потенциальные ресурсы свободного газа Ямальской, Южно-Карской областей (по оценке 2010 г.) достигают 68–70 трлн м^3 [1].

Арктическую область Западной Сибири (Ямал, Гыдан, шельф Карского моря) можно считать важнейшим резервом МСБ России, в том числе и по природному газу.

В предстоящие 25 лет наибольшие объемы капитальных затрат и геологоразведочных работ должны быть проведены в континентальных областях России (Сибирь и Дальний Восток), а приросты новых запасов УВ по регионам суши должны сопровождаться значительными открытиями и приростами на шельфе [1].

Важнейшим моментом в выборе наиболее перспективных направлений ГРР при планировании и проведении работ является прогнозирование на основе геолого-имитационного моделирования открытия гигантских и уникальных месторождений УВ в целом и газосодержащих в частности (табл. 1) [1].

Заключение

Многие десятилетия ресурсная база нашей страны пополнялась в основном за счет традиционных регионов добычи УВ, главным образом на суше. Однако текущие потребности как российского, так и мирового рынка углеводородов диктуют необходимость дальнейшего расширения ресурсной базы, в том числе с помощью как новых и нетрадиционных районов и месторождений в материковой части России, так и в акваториях северных морей. Сложность геологоразведки и разработки подобных ресурсов не должна становиться препятствием, поскольку это неизбежная, но преодолимая проблема на пути к значительному увеличению МСБ.

Табл. 1. Вероятность открытия новых гигантских, сверхгигантских и уникальных газосодержащих месторождений по регионам России (суша и шельф)
Tab. 1. Probability of new giant, supergiant and unique natural gas containing fields discovery in different regions of Russia (terrestrial and shelf)

Количество предлагаемых гигантских месторождений		Вероятность открытия
Суша		
Европейские районы России	Прикаспийская впадина. 2–3 гигантских в пограничных с Казахстаном районах	низкая
Сибирь		
Западная Сибирь	Ямал+Гыдан. 5–6 месторождений (по 200–400 млрд м^3 каждое)	высокая
Сибирская платформа	2–3 сверхгигантских (1–2,5 трлн м^3), 9–10 гигантских (300–700 млрд м^3)	высокая
Енисей-Хатангский прогиб	2 (300–400 млрд м^3)	средняя
Шельф		
Западно-Арктический сектор (включая губы и заливы)	4–5 сверхгигантских и уникальных (от 1 до 3,5 трлн м^3)	средняя
	11–12 гигантских (300–1 000 млрд м^3)	высокая
Восточно-Арктический сектор	7–8 гигантских (300–700 млрд м^3)	высокая
Охотское море	2–3 гигантских (300–500 млрд м^3)	высокая

Итоги

Таким образом, в статье приведено текущее состояние ресурсов основных объектов и регионов. В мировой и отечественной нефтегазовой геологии (НГГ) наука всегда опережала практику на несколько лет или даже десятилетий [3]. Очевидна необходимость корректировки «Программы» каждые пять лет, включая развитие ее концептуальных основ [3].

Выводы

Дальнейшее развитие МСБ должно обеспечить: организацию новых центров добычи в Арктике, Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая шельф острова Сахалин; формирование и развитие сырьевой базы по масштабной добыче жидких УВ, прежде всего на севере Западной Сибири и в Восточной Сибири.

Литература

1. Скоробогатов В.А., Сивков С.Н., Данилевский С.А. Перспективы развития минерально-сырьевой базы газовой промышленности России // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 5–14.
2. Юрова М.П. Перспективы освоения нефтегазовых территорий Республики Саха (Якутия) // Вести газовой науки. 2011. № 3. С. 96–99.
3. Тер-Саркисов Р.М. Проблемы подготовки сырьевой базы и задачи газовой геологии и геофизики на рубеже веков // Газовая геология России. Вчера. Сегодня. Завтра. М.: ВНИИГАЗ, 2000. С. 56–63.

ENGLISH

Results

Thus, in this article is given the current state of natural resources in the main areas and regions. In world and national oil and gas geology the science always outstrips practice by several years or even decades. The necessity of quinquennial correction of the 'program', including it's basic parameters, is evident [3].

Conclusions

Further mineral sources basis development can be provided by: establishment of new productions centers in the Arctic, Eastern Siberia and Far East, including the shelf of Sakhalin isle; formation and development of basis of large scale liquid hydrocarbon production, mainly in the north of Western Siberia and in Eastern Siberia.

References

1. Skorobogatov V.A., Sivkov S.N., Danilevsky S.A. Prospects for the development of the mineral resource base of the Russian gas industry. Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 5–14. (In Russ).
2. Yurova M.P. Prospects for the development of oil and gas-bearing territories of the Republic of Sakha (Yakutia). Vesti gazovoy nauki, 2011, issue 3, P. 96–99. (In Russ).
3. Ter-Sarkisov R.M. The problems of resource basis preparation and challenges of gas geology and geophysics at the turn of centuries. Natural gas geology of Russia. Yesterday, today and tomorrow. Moscow: VNIIGAZ, 2000, P. 56–63. (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

INTEOH

03–07 ИЮНЯ 2024, ТЮМЕНЬ,
отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»
«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

15-19 ИЮЛЯ 2024, ТЮМЕНЬ,
отель «ЛЕТОЛЕТО», конференц-зал «ИюньIИюль»
«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

02–06 СЕНТЯБРЯ 2024, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ, БЕЛОКУРИХА, АЛТАЙСКИЙ КРАЙ
«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»
«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: 10.24412/2076-6785-2023-7-14-20 УДК 553.98(571.1) I Научная статья

Типизация скоплений углеводородов по величине геологических запасов в юрских нефтегазоносных комплексах севера Западной Сибири

Пунанова С.А., Добрынина С.А., Самойлова А.В.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
punanova@mail.ru

Аннотация
Статья посвящена изучению особенностей распространения разномасштабных месторождений нефти и газа в юрских нефтегазоносных комплексах (НГК) северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Оценены геологические запасы (2003 и 2022 годы) залежей нижне-средне- и верхнеюрского комплексов. Показано, что каждый НГК является самостоятельным, способным генерировать большие количества углеводородов (УВ) в мегарезервуарах. Масштабность скоплений обусловлена литофациальными, структурными и катагенетическими особенностями комплексов.

Материалы и методы
Аналитическая база данных по масштабности залежей нефтей и конденсатов в нижне-средне- и верхнеюрском продуктивных комплексах северных регионов Западно-Сибирского НГБ, оценка крупности месторождений по величине геологических запасов, построение схематических карт.

Ключевые слова
типизация скоплений, углеводороды, нефтегазоносный комплекс, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн, мегарезервуары, геологические запасы

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., Добрынина С.А., Самойлова А.В. Типизация скоплений углеводородов по величине геологических запасов в юрских нефтегазоносных комплексах севера Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 14–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-14-20

Поступила в редакцию: 19.10.2023

UDC 553.98 (571.1) I Original Paper

Typification of hydrocarbon accumulations according to the size of geological reserves in the jurassic oil and gas complexes of the north of Western Siberia

Punanova S.A., Dobrynina S.A., Samoilova A.V.
Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
punanova@mail.ru

Abstract
The article is devoted to the study of the features of the distribution of oil and gas fields of different sizes in the Jurassic oil and gas complexes (OGC) of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin (OGB). Geological reserves (2003 and 2022) of deposits of the Lower-Middle- and Upper Jurassic complexes have been assessed. It is shown that each oil and gas complex is independent, capable of generating large quantities of hydrocarbons (HC) in mega-reservoirs. The scale of the accumulations is determined by the lithofacies, structural and catagenetic features of the complexes.

Materials and methods
Analytical database on the scale of oil and condensate deposits in the Lower-Middle- and Upper Jurassic productive complexes of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin, assessment of the size of fields based on the size of geological reserves, construction of chematic maps.

Keywords
typification of accumulations, hydrocarbons, oil and gas complex, West Siberian oil and gas basin, mega-reservoirs, geological reserves

For citation
Punanova S.A., Dobrynina S.A., Samoilova A.V. Typification of hydrocarbon accumulations according to the size of geological reserves in the jurassic oil and gas complexes of the north of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 14–20. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-14-20

Received: 19.10.2023

Западно-Сибирский НГБ является главным районом промышленной добычи и разведки нефтяных и газовых месторождений России. Многие крупные месторождения УВ уже разведаны и в настоящее время разбуриваются и разрабатываются, а для поддержания должного уровня добычи необходим поиск новых месторождений. В этой связи особенно востребованы анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов, а также выявление связи величины запасов с параметрами залежи, литофациальными, структурными и катагенетическими особенностями комплексов. Залежи нефти и газа обнаружены в доюрском, нижнесреднеюрском, васюганском, баженовско-абалакском, неокомском (включая ачимовский), апт-альб-сеноманском и сенонском нефтегазоносных комплексах [1–3].

В настоящем исследовании, опираясь на литературные данные и результаты собственных работ, авторами продолжено изучение особенностей нефтегазогенерации и масштабности скоплений в нефтегазоносных комплексах северных регионов Западно-Сибирского НГБ [4–8], обобщены и систематизированы материалы по геологическим запасам УВ скоплений в нижнесреднеюрском и верхнеюрских отложениях: проведено сопоставление масштабности залежей со структурными особенностями региона, литолого-фациальными и катагенетическими условиями седиментогенеза. На принципиальной схеме вертикальной зональности нефтеобразования выделяются нижняя и верхняя зоны газообразования, главная зона нефтеобразования и зона генерации газоконденсатов (Н.Б. Вассоевич, В.А. Чахмахчев, А.Э. Конторович и др.). С каждой генетической зоной связываются определенные фазовые типы залежей и УВ-состав их флюидов, обусловленные степенью катагенетической преобразованности пород и органического вещества (ОВ), а также фациальной разновидностью последних. В разрезе мезозойских отложений на территории как всего Западно-Сибирского НГБ, так и северных его участков установлена вертикальная зональность, отвечающая, в основном, теоретическим положениям. По площади бассейна и по разрезу выделяются зоны размещения залежей определенного фазового состояния. Установлены следующие типы УВ-скоплений: газовые (Г), газоконденсатные (ГК), нефтегазоконденсатные (НГК), нефтяные (Н), газонефтяные (ГН), отличающиеся разнообразными физико-химическими свойствами нефтей и конденсатов и своеобразным углеводородным составом.

В работе дополнительно (кроме использованных ранее материалов Государственных балансов полезных ископаемых Российской Федерации по состоянию на 1 января 2003 г.) привлечены кадастры запасов 2022 года. Учтены геологические запасы (категорий $A+B+C_1$) в юрских отложениях жидких УВ (нефть+конденсат, тыс. тонн) и газообразных УВ (свободный газ, конденсатосодержащий газ, растворенный газ, млн м^3). Для унификации оценок запасы по газообразным УВ, приведенные в млн м^3, пересчитывались с учетом плотности газа в тыс. тонн. В соответствии с классификацией запасов [9], месторождения

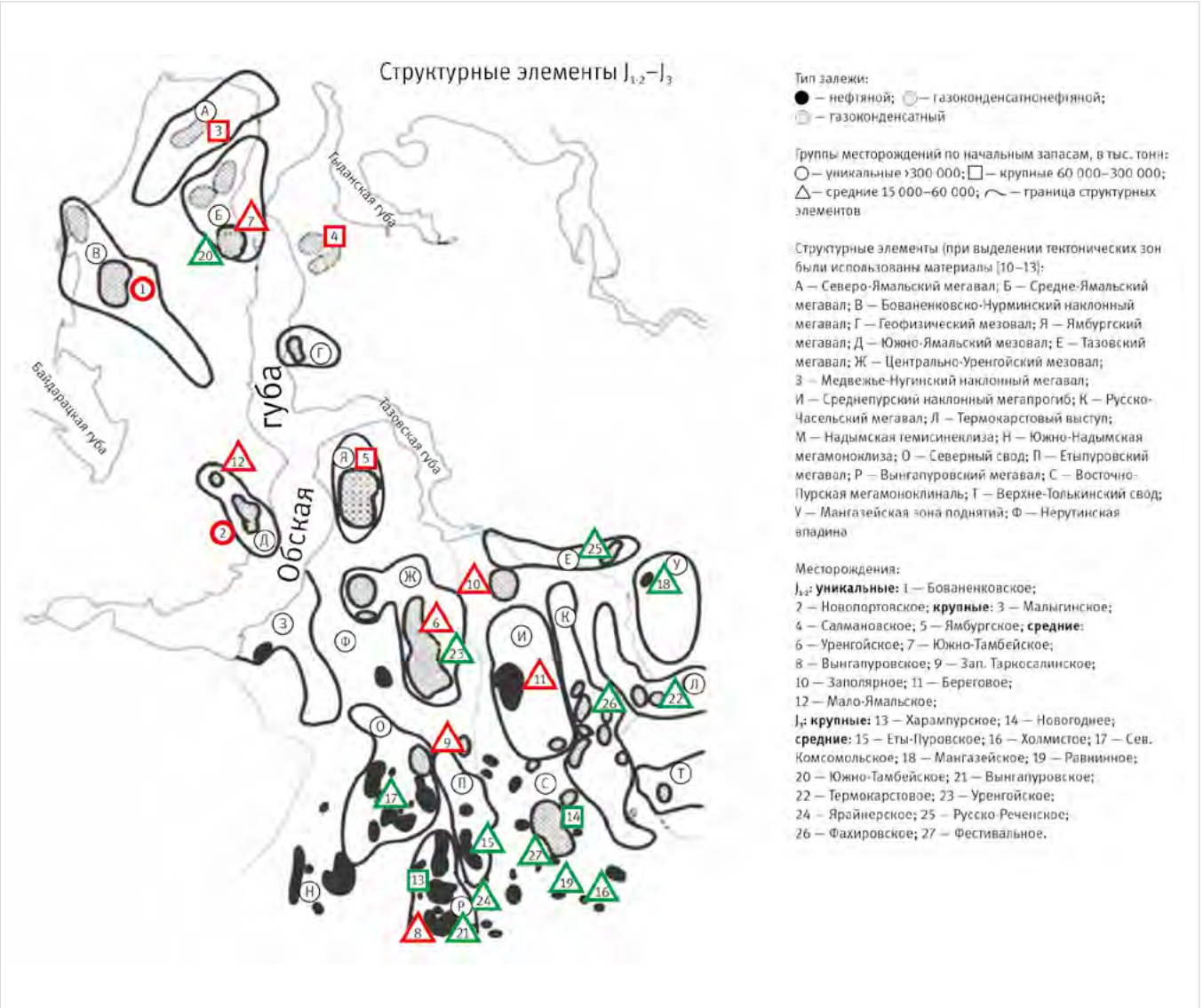


Рис. 1. Схема размещения углеводородных скоплений с разной величиной геологических запасов в юрских нефтегазоносных комплексах севера Западно-Сибирского НГБ в связи с их структурным положением (красный цвет — нижнесреднеюрский, зеленый — верхнеюрский НГК)

Fig. 1. Scheme of the location of hydrocarbon accumulations with different amounts of geological reserves in the Jurassic oil and gas complexes of the north of the West Siberian oil and gas basin in connection with their structural position (red color – Lower-Middle Jurassic, green – Upper Jurassic oil and gas complex)

по величине начальных запасов (тыс. тонн) расчленяются на 4 группы: 1 — мелкие (менее 5 000–15 000), II — средние (15 000–60 000), III — крупные (60 000–300 000) и IV — уникальные (более 300 000). Залежи с запасами более 1 млрд тонн условного топлива относятся к гигантским скоплениям.

В выборке распределения залежей по величине запасов УВ нижнесреднеюрских отложений преобладают залежи с мелкими запасами. Так, около 74 % месторождений имеют мелкие категории запасов. Это в основном нефтяные месторождения. В группу крупных и уникальных по запасам попадают 5 месторождений. К уникальным месторождениям относятся Бованенковское и Новопортовское, к крупным — Малыгинское, Салмановское, Ямбургское. Остальные — с более мелкими запасами. По фазовому состоянию уникальные по запасам газоконденсатнонефтяные (ГКН) скопления.

В выборке распределения залежей по величине запасов УВ верхнеюрских отложений так же, как и в нижележащих отложениях, преобладают залежи с низкими запасами. Около 59 % месторождений имеют в этих отложениях мелкие запасы. Это в основном также нефтяные месторождения. 19 % залежей имеют средние запасы (11 залежей). Это как нефтяные (7), так и ГКН (4) залежи. К крупным по запасам месторождениям относятся Харампурское (НГК) и Новогоднее (Н). Уникальных по запасам месторождений в верхнеюрских отложениях не зафиксировано.

Анализ аналитического материала и литературных источников показал, что наиболее информативными показателями оценки перспектив нефтегазоносности применительно к юрским отложениям Надым-Тазовского междуречья являются тектонический и литолого-фациальный, так как именно они контролируют развитие здесь наиболее крупных скоплений УВ. Исходя из этих соображений при оценке причин масштабности скоплений УВ в юрских отложениях, нами было обращено особое внимание на структурные особенности региона исследований, литолого-фациальную обстановку

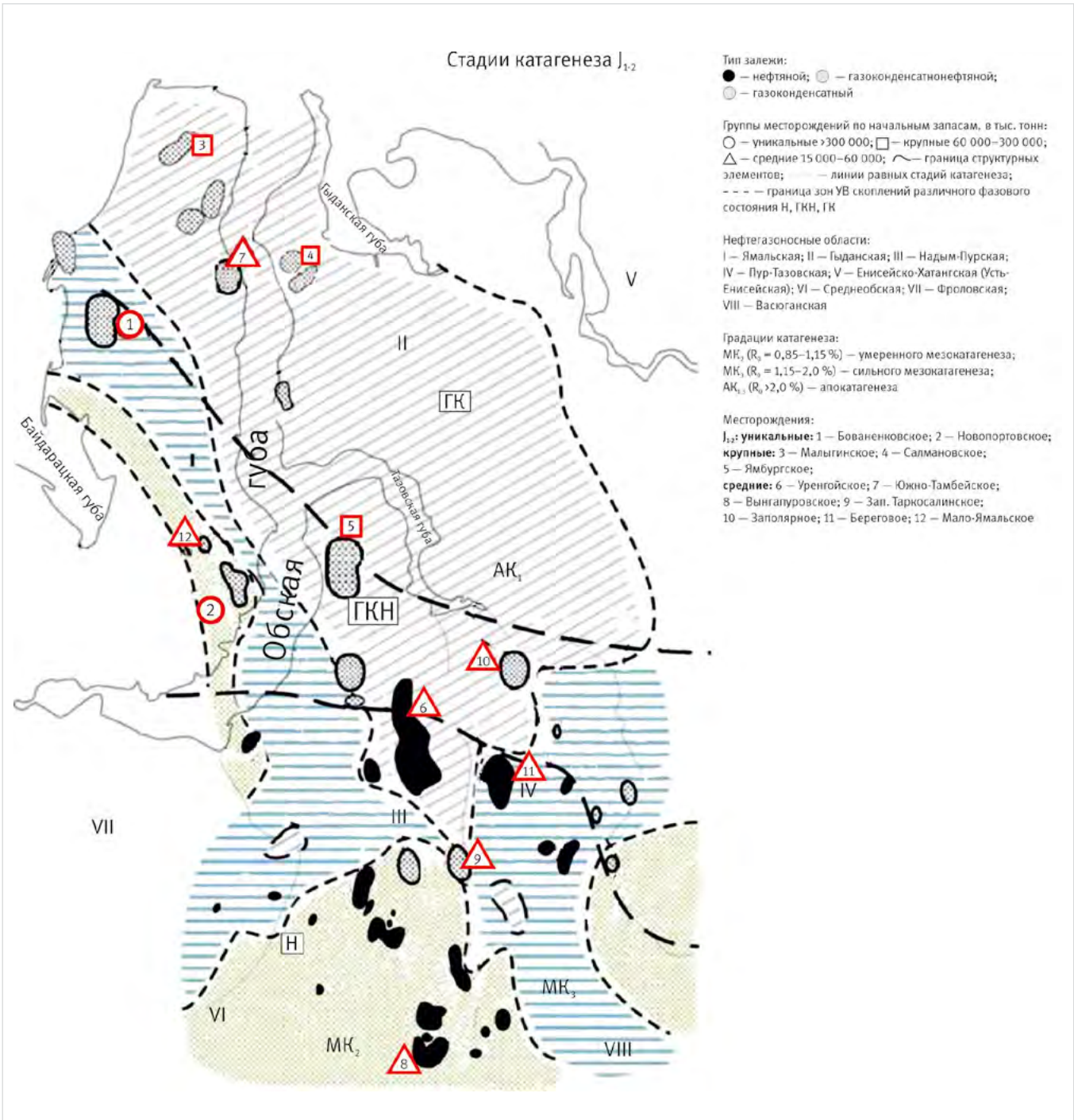


Рис. 2. Схема размещения углеводородных скоплений с разной величиной геологических запасов в нижнесреднеюрском нефтегазоносном комплексе в связи с катагенезом ОВ базальных горизонтов юры

Fig. 2. Scheme of location of hydrocarbon accumulations with different amounts of geological reserves in the Lower-Middle Jurassic oil and gas complex in connection with the catagenesis of OM of the basal Jurassic horizons

осадконакопления и на стадийность катагенетических преобразований юрских комплексов.

Распределение месторождений юрского возраста по масштабности скоплений в связи со структурными особенностями района исследования показано на рисунке 1.

Анализ связи масштабности месторождений со структурными элементами выявил приуроченность уникальных и крупных по запасам месторождений к крупным положительным структурным элементам — мега- и мезовалам. Однако эта связь не исключает обнаружения на этих же структурах месторождений с другими, в частности, средними категориями запасов. В юрских отложениях наиболее крупные месторождения приурочены к положительным структурам 1-го порядка (мегавалы) и 2-го порядка (мезовалы), а также к положительным структурам, осложняющим борта мегамоноклиналей. Так, Бованенковское и Новопортовское месторождения (уникальные по запасам в J_{1-2}) располагаются соответственно на Бованенско-Нурминском мегавалу и на Южно-Ямальском мезовалу; Новогоднее и Харампурское месторождения (крупные по запасам в J_3) установлены соответственно на Вынгапуровском меговалу и в Восточно-Пурской мегамоноклинали. Уренгойское (среднее по запасам в J_{1-2} и J_3) — на Центрально-Уренгойском мезовалу.

При анализе характера распределения категорий запасов УВ с типом формации для нижнесреднеюрского и верхнеюрского НГК не выявляется достаточно четко связь между ними. Для нижнесреднеюрских отложений как крупные, так и средние и мелкие по запасам месторождения локализованы в области развития как в прибрежно-морской, так и континентальной формаций. Верхнеюрские залежи, различающиеся по запасам, также сконцентрированы практически в одной литолого-фациальной зоне — мелководно- и прибрежно-морской. Некоторая дифференциация, однако только для нижнесреднеюрского комплекса, намечается в связи с толщинами продуктивных отложений: залежи с уникальными

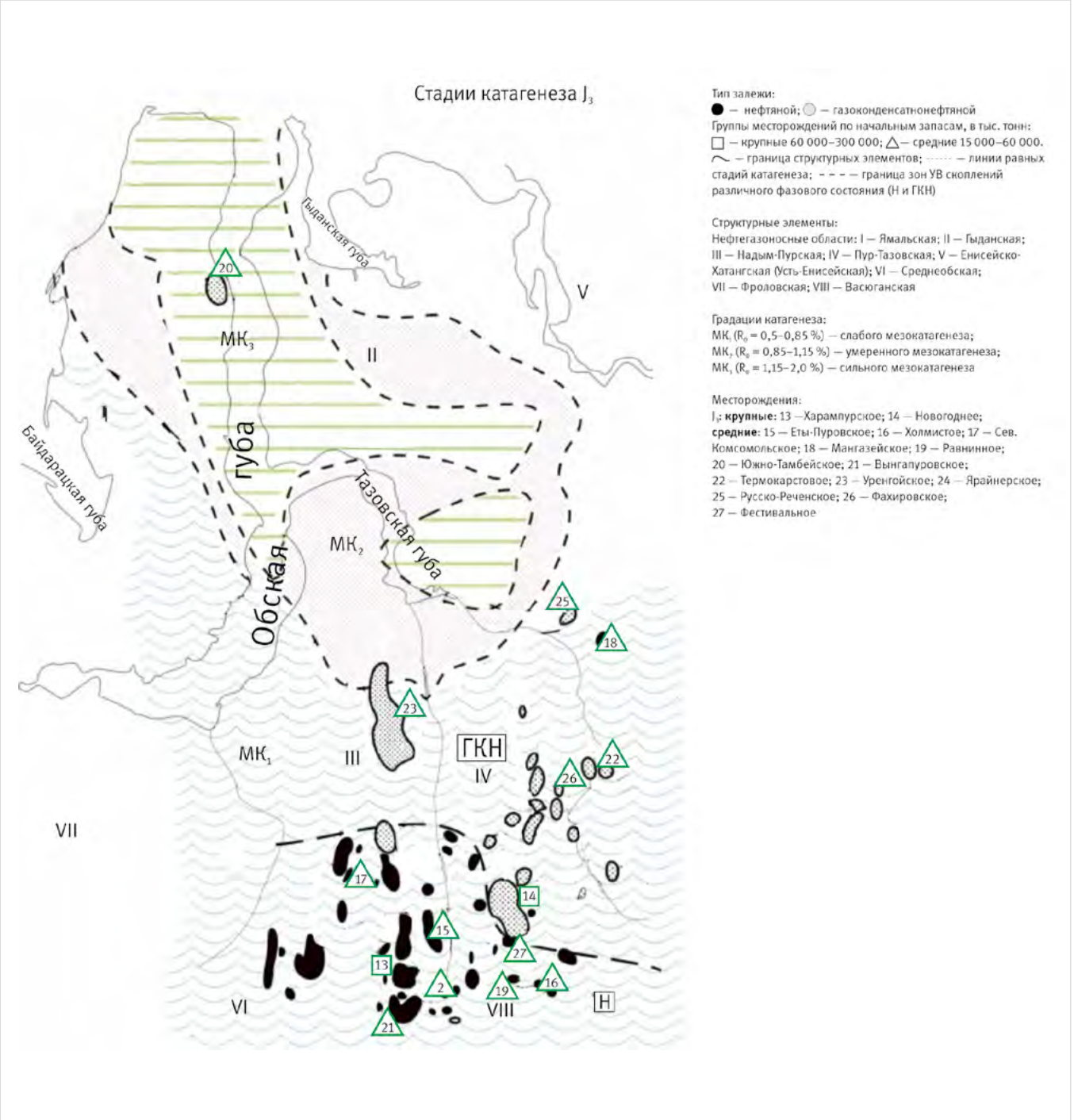


Рис. 3. Схема размещения углеводородных скоплений с разной величиной геологических запасов в верхнеюрском нефтегазоносном комплексе в связи с катагенезом ОВ этих отложений

Fig. 3. Scheme of placement of hydrocarbon accumulations with different amounts of geological reserves in the Upper Jurassic oil and gas complex in connection with the catagenesis of the OM of these deposits

и крупными запасами (ГКН и ГК месторождения) связаны с толщинами отложений от 500 до 1 000 метров. В верхнеюрском НГК как крупные по запасам залежи, так и мелкие встречены в отложениях с толщинами от 50 до 200 метров [12].

Степень катагенетической преобразованности ОВ северных регионов Западной Сибири рассматривалась отдельно для нижнесреднеюрского и верхнеюрского НГК. Изучение и анализ фактического и картографического материала, касающегося вопросов стадийности преобразования ОВ данного региона, свидетельствуют о существенном разнообразии точек зрения исследователей и о различной рисовке на картах в связи с этим зон катагенетического преобразования ОВ. При построении схематических карт по катагенезу ОВ нижнесреднеюрского и верхнеюрского НГК нами в основу построений взята карта А.Н. Фомина и др. [14].

Величина катагенетической преобразованности ОВ базальных горизонтов юры значительно меняется по всей территории и представлена всей шкалой катагенеза — от градаций $ПК_3$ до $АК_3$. Наименее преобразованное ОВ ($ПК_3$) наблюдается по западному периферическому внешнему борту бассейна. Зона слабого мезокатагенеза ОВ (R_0 = 0,5–0,85 %) примыкает тонкой полосой с востока к этой области. В северной же части Западно-Сибирского НГБ наибольшие площади представлены тремя градациями катагенеза: стадиями $МК_2$, $МК_3$ и $АК_{1-3}$, т.е. умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом. На схеме показаны границы зон распространения трех стадий преобразованности ОВ и приуроченные к этим зонам месторождения УВ с различными запасами (рис. 2). Здесь же приведены границы зон скоплений УВ фазового состояния.

Зона умеренного катагенеза (R_0 = 0,85–1,15 %) неширокой полосой протягивается с северо-запада на юго-восток Южно-Ямальской НГО, развита она и в южной части Надым-Тазовской области и в верховьях р. Таза. Зона сильного катагенеза (R_0 = 1,15–2 %) расположена в средней части Надым-Тазовской НГО, в средней и южной частях Пур-Тазовской НГО и узкой лентой проявляется в центральной Ямальской НГО. Зона апокатагенеза (R_0 >2 %) занимает северную часть Надым-Тазовской НГО, Гыданскую НГО и северо-восточную часть Ямальской НГО.

Рассмотренным трем зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ в базальных горизонтах юры отвечают определенные по фазовому состоянию типы УВ скоплений. Зоне умеренного катагенеза — нефтяные залежи, в зоне сильного мезокатагенеза преобладают ГКН залежи. Зона апокатагенеза — это область присутствия газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором.

ОВ верхнеюрских отложений преобразовано значительно меньше. Градации катагенеза изменяются в пределах от позднего протокатагенеза до сильного мезокатагенеза, т.е. от $ПК_3$ до $МК_3$. Слабо преобразованное ОВ стадии $ПК_3$ (R_0 <0,5 %) распространено ограниченно и зафиксировано на локальных участках на территории севера Западной Сибири. Значительное развитие имеют зоны градации катагенеза от слабого до сильного ($МК_1$-$МК_3$), показанные на схеме (рис. 3). Здесь же приведены месторождения с различными категориями запасов и зоны распространения нефтяных и газоконденсатнонефтяных УВ-скоплений.

Зона слабого мезокатагенеза $МК_1$ (R_0 = 0,5–0,85 %) охватывает юго-западную часть Ямальского полуострова (Ямальская НГО) и занимает южную часть Надым-Тазовской области, увеличиваясь и расширяясь от периферии к центральным частям бассейна. Зона умеренного мезокатагенеза $МК_2$ (R_0 = 0,85–1,15 %) протягивается от центральной части Ямальского полуострова с северо-запада на юго-восток в северную часть Надым-Тазовской НГО, а на востоке

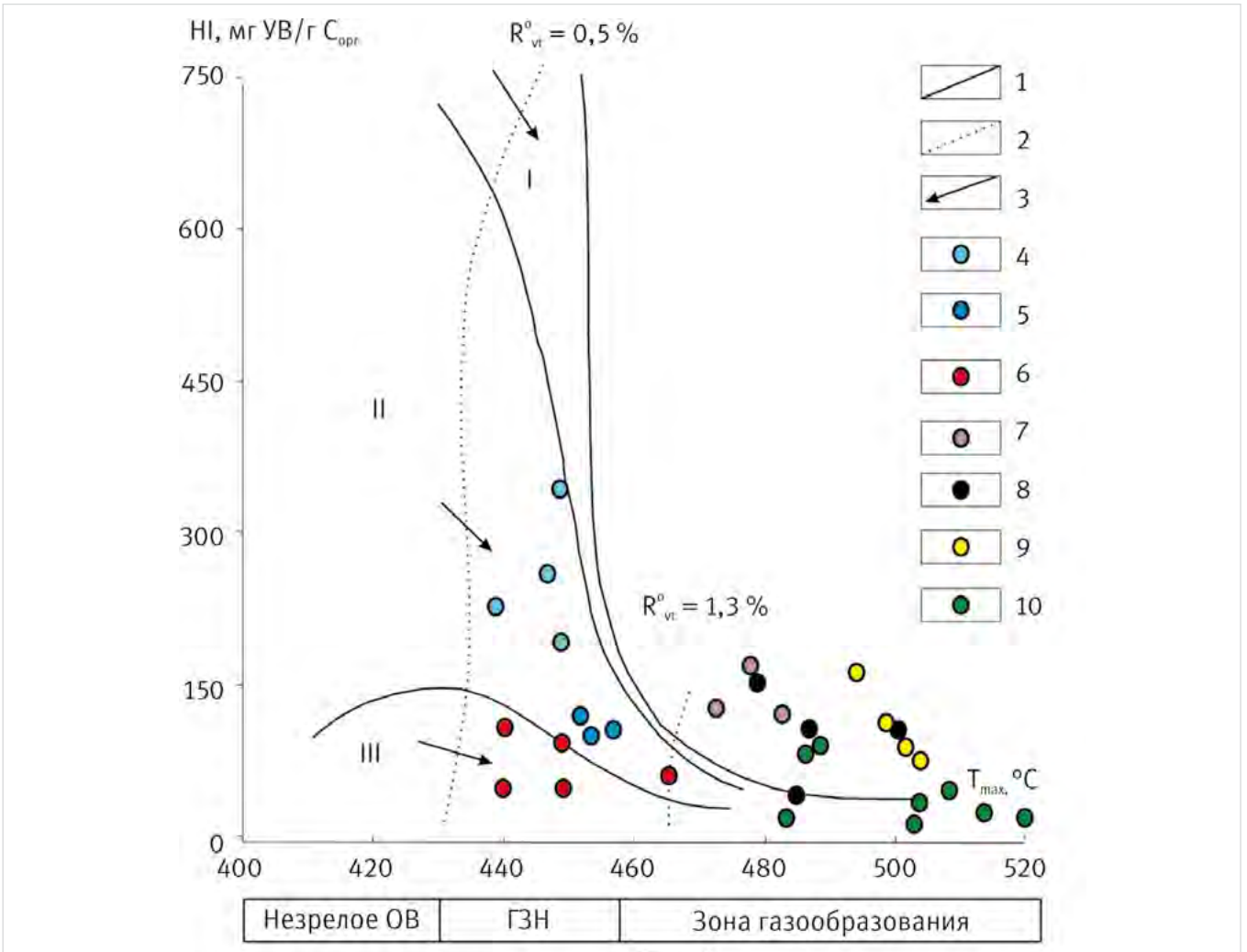


Рис. 4. Пиролитическая характеристика керогенов юрских отложений Надым-Тазовского междуречья [15]. Возраст отложений: J_3: 4 — баженовский, 5 — георгиевский, 6 — васюганский горизонты; J_{1-2}: 7 — малышевский, 8 — леонтьевский, 9 — вымский горизонты; 10 — нижнеюрские отложения

Fig. 4. Pyrolytic characteristics of kerogens from Jurassic deposits of the Nadym-Taz interfluve [15]. Age of deposits: J_3: 4 – Bazhenovsky, 5 – Georgievsky, 6 – Vasyugan horizons; J_{1-2}: 7 – Malyshevsky, 8 – Leontievsky, 9 – Vymsky horizons; 10 – Lower Jurassic deposits

тонкой полосой проходит по восточной части Гыданской НГО. Зона сильного мезокатагенеза $МК_3$ (R_0 = 1,15–2,0 %) наблюдается в западной части Гыданской НГО и северо-восточной части Ямальской НГО.

Описанные градации катагенеза хорошо согласуются, как это отмечалось и для нижнесреднеюрского НГК, с выявленными типами УВ скоплений, а именно с присутствием нефтяных залежей в зоне слабого мезокатагенеза (южная часть Надым-Тазовской области) и обнаружением ГКН залежей в зоне умеренного мезокатагенеза, установленных в северных частях Надым-Тазовской и Пур-Тазовской областях и восточных частях Пур-Тазовской НГО.

Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ флюида — с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатно-нефтяной и газоконденсатной (рис. 2, 3).

Таким образом, анализ пространственного распределения месторождений по величине геологических запасов в нижне-средне- и верхнеюрском НГК показал достаточно четкую связь со структурными особенностями региона. Наметилась некоторая зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного ОВ. Не исключено, что величина запасов вместе с тем контролируется мощностями коллектора, его выдержанностью, а также размерами и качеством ловушки. Немалое значение имеет наличие выдержанной покрышки.

Отмечается отсутствие преемственности в величинах геологических запасов на многопластовых месторождениях: например, если месторождение Новопортовское имеет уникальные запасы в отложениях J_{1-2}, то в отложениях J_3 залежь отсутствует; аналогичная картина наблюдается и по Бованенковскому месторождению; с другой стороны — крупные запасы в отложениях J_3 вниз по разрезу в отложениях J_{1-2} на месторождении Новогоднее сменяются мелкими, а на месторождении Харампурское вообще отсутствует залежь; лишь на нескольких — Южно-Тамбейском, Вынгапуровском и Уренгойском многопластовых месторождениях — наблюдаются близкие категории запасов — средние (рис. 3).

Отсутствие унаследованности и преемственности величин запасов в отложениях двух нефтегазоносных комплексов юры объясняется различными причинами. Среди основных, вероятно, исходные характеристики нефтегенерации ОВ разновозрастных НГК.

Детальные исследования образцов керогенов нижне-средне- и верхнеюрских отложений Надым-Тазовского междуречья методом пиролиза Rock-Eval [15] свидетельствуют о различном типе исходного ОВ и их генерационных способностях, что отражено на диаграмме Ван Кревелена (рис. 4).

Образцы баженовской свиты на территории исследования характеризуются сравнительно высоким нефтегенерационным потенциалом (до 326 мг УВ/г $C_{орг}$), находятся в главной зоне нефтеобразования (T_{max} 440–450 °С), кероген ОВ относится ко II типу, так как имеет высокое содержание водорода (до 7,4 %) и атомного отношения Н/С (до 1,05) (аквагенное ОВ). Образцы керогенов васюганской свиты (верхнеюрские отложения) также расположены в главной зоне нефтеобразования, однако генерационный потенциал их существенно ниже (51–90 мг УВ/г $_{Corr}$), что объясняется примесью континентальной компоненты (третий тип ОВ). Нижне- и среднеюрские отложения содержат ОВ III типа (террагенное ОВ): характеризуются низкой концентрацией водорода (в среднем 4,7 %) и низким отношением $Н/С_{ат}$ (0,66 в среднем), но более высоким, по сравнению со II типом ОВ, отношением $О/С_{ат}$. В целом весь разрез юрских отложений в пределах Надым-Тазовского междуречья характеризуется относительно высокими содержаниями органического углерода в породах, что позволяет рассматривать их в качестве потенциально нефтегазоматеринских [15].

О высоких генерационных способностях не только баженовских отложений, но и нижнесреднеюрских свидетельствуют и результаты аналитического обзора исследований, посвященного геохимии ОВ юрско-мелового комплекса арктических районов Западной Сибири и генетически связанных с ними нефтей, конденсатов и углеводородных газов. Отмечается, что в отличие от классической баженовской свиты центральных районов Западной Сибири, верхнеюрское нефтематеринское аквагенное ОВ Арктического региона характеризуется примесью террагенной органики и окисленностью в диагенезе, что отражается на его составе и на составе генетически связанных с ним нефтей и конденсатов. Нефтематеринскими являются также нижне- и среднеюрские обогащенные смешанным высокозрелым ОВ зимняя, шараповская, китербютская, лайдинская и малышевская свиты [16].

Различие масштабности скоплений, возможно также связано с резкой перестройкой структурного плана на границе средней юры, а также со значительной глинизацией отложений верхней юры и ухудшением их коллекторских свойств в северо-западном направлении.

Итоги

Анализ распределения месторождений по величине геологических запасов в нижне-средне- и верхнеюрском НГК показал достаточно четкую связь со структурными особенностями региона. Наметилась некоторая зависимость величин запасов от палеофациальной обстановки осадконакопления и толщин отложений, а также от катагенетической преобразованности исходного ОВ. Отсутствие унаследованности и преемственности величин запасов в отложениях двух нефтегазоносных комплексов юры объясняется различными причинами. Среди основных, вероятно, исходные характеристики нефтегенерации ОВ разновозрастных НГК.

Выводы

По величине геологических запасов, пространственному размещению и фазовому состоянию скоплений юрские НГК северных регионов Западной Сибири являются самостоятельными, а масштабность скоплений контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу. Результаты проведенных исследований могут быть использованы для выбора наиболее эффективных направлений ГРР, оценки неоткрытых ресурсов УВ, особенно в наименее изученных глубокозалегающих отложениях юры севера Западной Сибири. Кроме того, могут являться основой для составления целенаправленных методик разработки залежей, различающихся фазовым типом и физико-химическим составом флюидов.

Литература

1. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров (мл.) И.И. Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1001–1012.
2. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.С. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988. 303 с.
3. Скоробогатов В.А. Юрский продуктивный комплекс Западной Сибири: прошлое, настоящее, будущее // Вести газовой науки. 2017. № 3. С. 36–58.
4. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Особенности распределения геологических ресурсов по газонефтеносным комплексам северных регионов Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 20–30.
5. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4-2. С. 337–345.
6. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 1. С. 9–13.
7. Пунанова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 3. С. 10–13.
8. Пунанова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 15–19.
9. Классификация запасов и прогнозных ресурсов по документу, зарегистрированному в Минюсте РФ 31 декабря 2013. URL: ttps://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html (дата обращения 18.10.2023).
10. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1832–1845.
11. Нефтяные и газовые месторождения СССР. Справочник. Книга вторая. Азиатская часть СССР. М.: Недра, 1987. 303 с.
12. Шемин Г.Г., Нехаев А.Ю., Фомин А.Н. и др. Критерии и оценка перспектив нефтегазоносности глубокопогруженных толщ нижней юры севера Западно-Сибирской НГП // Критерии оценки

нефтегазоносности ниже промышленно освоенных глубин и определение приоритетных направлений геолого-разведочных работ. Кн. 1. Пермь: 2001. С. 107–132.
13. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 67–80.
14. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1875–1888.
15. Борисова Л.С., Фомин А.Н., Ярославцева Е.С. Геохимическая характеристика состава органического вещества (керогена) юрских отложений северных районов Среднего Приобья // Георесурсы. 2020. Т. 22. № 3. С. 21–27.
16. Фурсенко Е.А., Бурухин А.И., Ким Н.С., Родченко А.П. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири // Геохимия. 2021. Т. 66. № 12. С. 1077–1105.

ENGLISH

Results
An analysis of the distribution of fields by the size of geological reserves in the Lower-Middle- and Upper Jurassic oil and gas complex showed a fairly clear connection with the structural features of the region. There has been some dependence of the reserve values on the paleofacies sedimentation environment and sediment thickness, as well as on the catagenetic transformation of the original OM. The lack of inheritance and continuity of reserve values in the deposits of the two Jurassic oil and gas complexes is explained by various reasons, among the main ones, probably the initial characteristics of oil generation of OM of oil and gas complexes of different ages.

Conclusions
In terms of the size of geological reserves, spatial distribution and phase state of accumulations, the Jurassic oil and gas complexes of the northern regions of Western Siberia are independent, and the scale of accumulations is controlled by factors inherent individually to each complex. The results of the studies can be used to select the most effective directions for geological exploration, assess undiscovered hydrocarbon resources, especially in the least studied deep-lying Jurassic deposits of the north of Western Siberia. In addition, they can be the basis for drawing up targeted methods for developing deposits that differ in the phase type and physicochemical composition of fluids.

References
1. Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov (Jr) I.I. Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia. Geology and geophysics, 2011, Vol. 52, issue 8, P. 1001–1012. (In Russ).
2. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.S. Oil and gas bearing complexes of the West Siberian basin. Moscow: Nedra, 1988, 303 p. (In Russ).
3. Skorobogatov V.A. Jurassic productive complex of Western Siberia: past, present, future. Vesti gazovoy nauki, 2017, issue 3, P. 36–58. (In Russ).
4. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Peculiarities of geological reserves distribution through gas-and-oil bearing complexes of Northern regions of West Siberia. Oil and gas geology, 2008, issue 3, P. 20–30. (In Russ).
5. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the oil and gas potential prospects of Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia. Georesursy, 2016, Vol. 18, issue 4-2, P. 337–345. (In Russ).
6. Ulmasvay F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Natural classes of large resources of HC joining areas of Western Siberia and Siberian platform. Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, P. 9–13. (In Russ).
7. Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations of achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
8. Punanova S.A., Samoilova A.V. Hydrocarbon megareservoirs of apt-senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 15–19. (In Russ).
9. Classification of reserves and predicted resources according to the document registered with the Ministry of Justice of the Russian Federation on December 31, 2013. URL: ttps://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html (accessed: 18.10.2023). (In Russ).
10. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic. Geology and geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).
11. Oil and gas fields of the USSR: Directory in 2 books. Book 2: Asian part of the USSR Edited by S.P. Maksimova. Moscow: Nedra, 1987, 303 p. (In Russ).
12. Shemin G.G., Nekhaev A.Yu., Fomin A.N. and others. Criteria and assessment of the oil and gas potential of deeply submerged strata of the Lower Jurassic in the north of the West Siberian oil and gas field. In the book. Criteria for assessing oil and gas content below industrially developed depths and determining priority areas for geological exploration work. Book 1. Perm: 2001, P. 107–132. (In Russ).
13. Punanova S.A., Shuster V.L. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. Georesursy, 2018, Vol. 20, issue 2, P. 67–80. (In Russ).
14. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the jurassic, triassic, and paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. Geology and geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1875–1888. (In Russ).
15. Borisova L.S., Fomin A.N., Yaroslavtseva E.S. Geochemistry of the insoluble organic matter (kerogen) components in Jurassic deposits in northern regions of the Latitudinal Ob area. Georesursy, 2020, Vol. 22, issue 3, P. 21–27. (In Russ).
16. Fursenko E.A., Burukhin A.I., Kim N.S., Rodchenko A.P. Current understanding of the geochemistry of organic matter and naphthydes in mesozoic rocks of arctic Western Siberia. Geochemistry, 2021, Vol. 66, issue 12, P. 1077–1105. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пунанова Светлана Александровна, д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: punanova@mail.ru

Добрынина Светлана Александровна, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Самойлова Анна Васильевна, к.г.-м.н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Punanova Svetlana Alexandrovna, d. sc. of geologo-mineralogical sciences , chief researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru

Dobrynina Svetlana Alexandrovna, research associate, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

Samoilova Anna Vasilyevna, ph. d. of geological and mineralogical sciences, research associate, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

АДКУ 5.0

СДЕЛАНО В РОССИИ 100%

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

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

Средства разработчика

- Web-дизайнер
- Конструктор текстовых отчетов
- Модификатор параметров
- Конфигуратор зон данных
- 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: 10.24412/2076-6785-2023-7-22-29 УДК 550.8.053 I Научная статья

К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива

Тюкавкина О.В.[1], **Капитонова И.Л.**[2], **Бабаева А.Х.**[3]
[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, [2]Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия,
[3]Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия
tov.sing@mail.ru

Аннотация
В работе рассмотрены некоторые аспекты, влияющие на детальность и адекватность моделирования нижнеюрских отложений в направлениях:
- **установление возраста и генезиса доюрских отложений для моделирования;**
- **применение комплекса ГИС для выделения сложнопостроенного пласта ЮК$_{2-5}$ в пределах северной части Красноленинского свода.**

Показано определение траектории и основных принципов формирования базы данных и обработки геолого-промыслового материала для построения модели сложнопостроенного коллектора и принятия проектных решений при доразведке таких залежей.
Рассмотрены вопросы изучения детальности геологического строения и картирования сложнопостроенных коллекторов в пределах месторождений Уват-Ханты-Мансийского срединного массива и перспективной на поисковые работы площади Красноленинского свода, которые являются актуальными с позиций установления как морфологических параметров залежей, так и вопросов миграции и аккумуляции углеводородов в породах фундамента и осадочного чехла.

Материалы и методы
На основании обобщения исследований, проведенных А.Г. Мухером, Г.П. Мясниковой, В.П. Девятовым и др., которые длительное время изучали вопросы условий образования юрских отложений Западной Сибири и выявили отчетливые закономерности в развитии процессов осадконакопления, а также материалов исследований условий образования нижне- и среднеюрских коллекторов и пород доюрского основания представилась возможность систематизировать материал для построения геологических моделей нижне- и среднеюрских отложений территории Красноленинского свода и прилегающих участков нефтегазоносных территорий Уват-Ханты-Мансийского срединного массива.

Ключевые слова
нижне- и среднеюрские отложения, фундамент, моделирование, генезис

Для цитирования
Тюкавкина О.В., Капитонова И.Л., Бабаева А.Х. К вопросу регионального и локального моделирования залежей нефти Уват-Ханты-Мансийского срединного массива // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 22–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-22-29

Поступила в редакцию: 12.10.2023

UDC УДК 550.8.053 I Original Paper

On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif

Tyukavkina O.V.[1], **Kapitonova I.L.**[2], **Babaeva A.Kh.**[3]
[1]Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, [2]Peoples Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia,
[3]Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia
tov.sing@mail.ru

Abstract
In this work are examined some aspects that influence the detail and adequacy of modeling Lower Jurassic deposits in the following directions:
- **establishing the age and genesis of pre-Jurassic deposits for modeling,**
- **using well logging to identify the complex formation JK$_{2-5}$ within the northern part of the Krasnoleninsky arch.**

The definition of the trajectory and basic principles of creating a database and processing geological and field material for constructing a model of a complex reservoir and making design decisions during additional exploration of such deposits is shown.
The issues of studying the detail of the geological structure and mapping complex reservoirs within the fields of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif and the Krasnoleninsky arch area that is promising for exploration work are examined, which are relevant from the standpoint of establishing both the morphological parameters of the deposits and the issues of migration and accumulation of hydrocarbons in the basement rocks and sedimentary cover.

Materials and methods
Based on a generalization of research conducted by A.G. Mukher, G.P. Myasnikova, V.P. Devyatov and others, who for a long time studied the issues of the conditions of Jurassic deposit formation in Western Siberia and identified distinct patterns in the development of sedimentation processes, as well as materials from studies of the conditions of formation of Lower-Middle Jurassic reservoirs and rocks of the pre-Jurassic foundation, the opportunity arose to systematize the material for constructing geological models of lower-middle jurassic deposits the territory of the Krasnolenensky arch and adjacent areas of the oil and gas-bearing territories of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif.

Keywords
lower-middle jurassic deposits, basement, modeling, genesis

For citation
Tyukavkina O.V., Kapitonova I.L., Babaeva A.Kh. On the issue of regional and local modeling of oil deposits of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 22–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-22-29

Received: 12.10.2023

Актуальность

В настоящее время оценка ресурсной базы продуктивных горизонтов месторождений Западной Сибири, которые характеризуются длительным временем эксплуатации, является одним из самых актуальных вопросов, ответ на который может быть дан только при «индивидуальном» подходе к изучению залежи и определению вектора исследований, обусловленного как геологическими, так и технологическими особенностями объекта разработки.

Актуальность исследований обусловлена фактором инвестирования нефтяными компаниями средств в основном на доизучение длительно разрабатываемых месторождений с относительно высокой степенью разбуренности площади, а также изучением нетрадиционного типа коллектора в фундаменте Западно-Сибирской плиты. Важным направлением является выявление зон разуплотнения коллектора и прогнозирование работы скважин в зависимости от типов трещиноватости пород фундамента, наличия центров поступления гидротермальных растворов и каналов, по которым они проходили (разломы, трещины, каверны), комплекса вторичных процессов и др. При моделировании объекта $ЮС_{2-5}$ применялись материалы сопоставления геолого-промысловых данных, полученных при испытании пластов, исследовании керна и др. с результатами ГИС, что позволило выявить перспективные зоны для постановки первичного бурения скважин. Обоснование рекомендуемого комплекса ГИС и выводы об эффективности различных методов исследования являются важными аспектами при изучении нетрадиционного типа коллектора палеозойского фундамента.

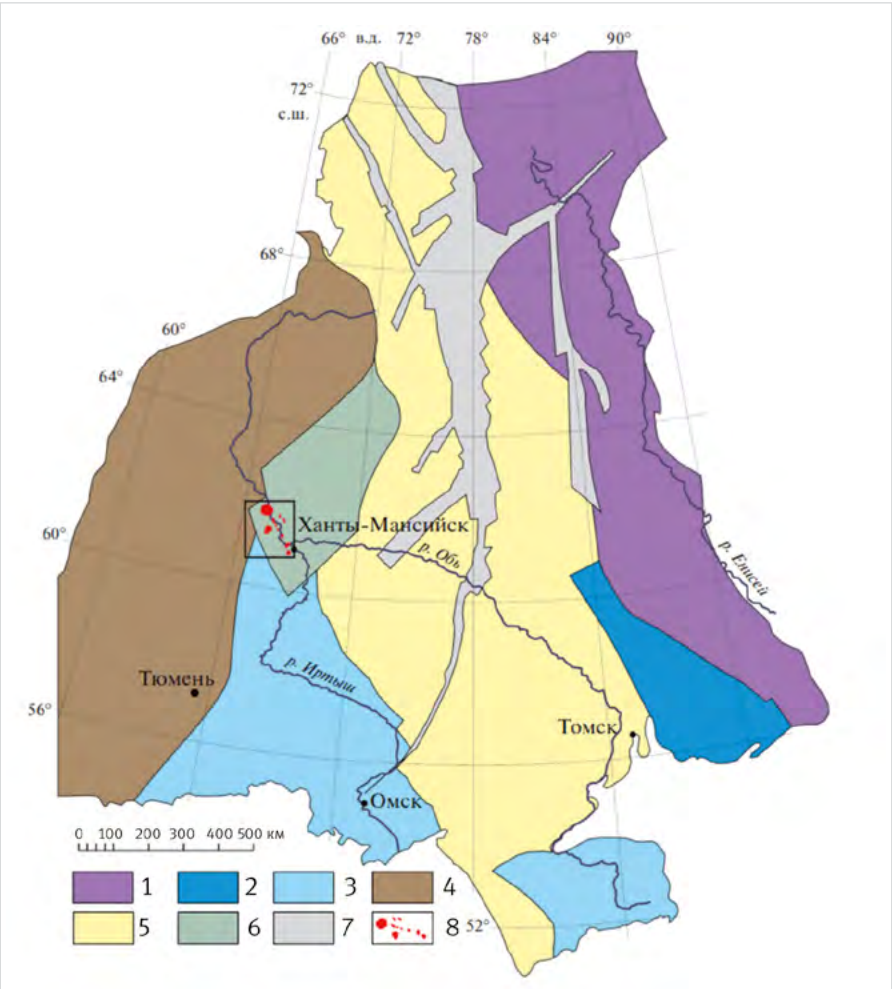


Рис. 1. Схема тектонического районирования фундамента Западно-Сибирской плиты [5–7]: 1–5 — блоки: 1 — Енисейский (байкалиды), 2 — Алтае-Саянский (салаириды), 3 — Казахстано-Салымский (каледониды), 4 — Уральский (герциниды), 5 — Центрально-Западносибирский (герциниды); 6 — Уват-Ханты-Мансийский древний массив; 7 — рифтогенные структуры поздней перми – раннего триаса; 8 — гранитоидные массивы (область исследования); 9 — контур Шаимского (Шаимо-Кузнецовского антиклинория)

Fig. 1. Scheme of tectonic zoning of the basement of the West Siberian plate [5–7]: 1–5 – blocks: 1 – Yenisei (Baikalids), 2 – Altai-Sayan (Salairids), 3 – Kazakhstan-Salym (Caledonides), 4 – Ural (Hercynides), 5 – Central-West Siberian (Hercynides); 6 – Uvat-Khanty-Mansiysky ancient massif; 7 – rift structures of the Late Permian – Early Triace ; 8 – granitoid massifs (study area); 9 – contour of the Shaim (Shaimo-Kuznetsov anticlinorium)

Постановка проблемы

Построение геологических моделей сложнопостроенных нефтеносных пластов в условиях разнородной геолого-промысловой информации, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора по вертикали (на основе ГИС) и по латерали, выявление участков для первичного разбуривания исследуемой площади.

Материалы и методы

На основании обобщения исследований, проведенных А.Г. Мухером, Г.П. Мясниковой, В.П. Девятовым и др., которые длительное время изучали вопросы условий образования юрских отложений Западной Сибири и выявили отчетливые закономерности в развитии процессов осадконакопления [1], а также материалов исследований условий образования нижне- и среднеюрских коллекторов и пород доюрского основания представилась возможность систематизировать материал для построения геологических моделей нижне- и среднеюрских отложений территории Красноленинского свода и прилегающих участков нефтегазоносных территорий Уват-Ханты-Мансийского срединного массива.

В качестве основы для выделения нефтегазогеологических подразделений (комплексов, подкомплексов и экранирующих толщ, продуктивных и перспективных пластов-коллекторов) использованы региональные корреляционные стратиграфические схемы отложений Западной Сибири, утвержденные МСК РФ в 1991 и 2004 годах, а также в работах авторов [2–4].

В настоящее время особый интерес многих нефтяных компаний проявляется к нефтегазоносным территориям, которые имеют в разрезе залежи, представленные нетрадиционным коллектором.

В пределах месторождений Уват-Ханты-Мансийского срединного массива и его самостоятельной структурной единицы — Красноленинского свода — выделяются новые и перспективные объекты геологоразведочных работ, которые часто связаны с базальными слоями нижней и средней юры, зонами выклинивания юрских горизонтов (на севере территории), где особый интерес представляют осадочные и вулканогенно-осадочные породы триаса, выполняющие грабенообразные впадины, образования коры выветривания и зоны разуплотненных пород фундамента [5, 6] (рис. 1).

В пределах Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, непосредственно у северо-восточного окончания Красноленинского свода, в области развития байкальской складчатости, переработанной в последующие геологические эпохи герцинским тектогенезом, расположено Рогожниковское месторождение, которое являлось объектом получения фактических данных для последующего анализа и моделирования нижне- и среднеюрских отложений.

По данным [8], нижнеюрский нефтегазоносный комплекс выделяется от кровли надояхского горизонта до кровли триаса на севере Западно-Сибирского осадочного бассейна и до фундамента в Среднем Приобье на юге, экранируется лайдинским горизонтом. Максимальная толщина нижней юры прогнозируется по материалам сейсморазведки до 2 000 метров (Большехетская впадина и северо-запад полуострова Ямал) вскрытая бурением скважины 7СГ Енъяхинской площади — 1 100 метров. На севере до широты 62°30′ наблюдается покровное залегание отложений и толщина до 500 м, к югу от 62 с.ш. нижняя юра на возвышенностях (сводах, мегавалах) отсутствует, толщина не превышает 100–150 метров (рис. 2).

В разрезе J_{1-2} выделено два нефтегазоносных комплекса — нижнеюрский и среднеюрский, границы которых контролируются отражающими горизонтами Т1, Т3 и А [8]. Характерной особенностью разреза является повышенная угленосность нижней и средней юры, при этом ее максимальные значения отмечены внутри Западно-Сибирского бассейна и наблюдаются в пределах впадин: Нюрольской, Юганской, Тымской, Ханты-Мансийской (рис. 3).

В Юганской впадине суммарная толщина углей достигает 53 метров, а количество пластов 45.

Для моделирования сложнопостроенных залежей исследуемого района были использованы фондовые данные грави- и магниторазведки, которые выявили зоны с широко развитыми глубинными разломами, разграничивающими крупные блоки фундамента, а также разломы, осложняющие строение фундамента и платформенного чехла, которые, как правило, на территории северной части Красноленинского свода являются малоамплитудными или безамплитудными. Для

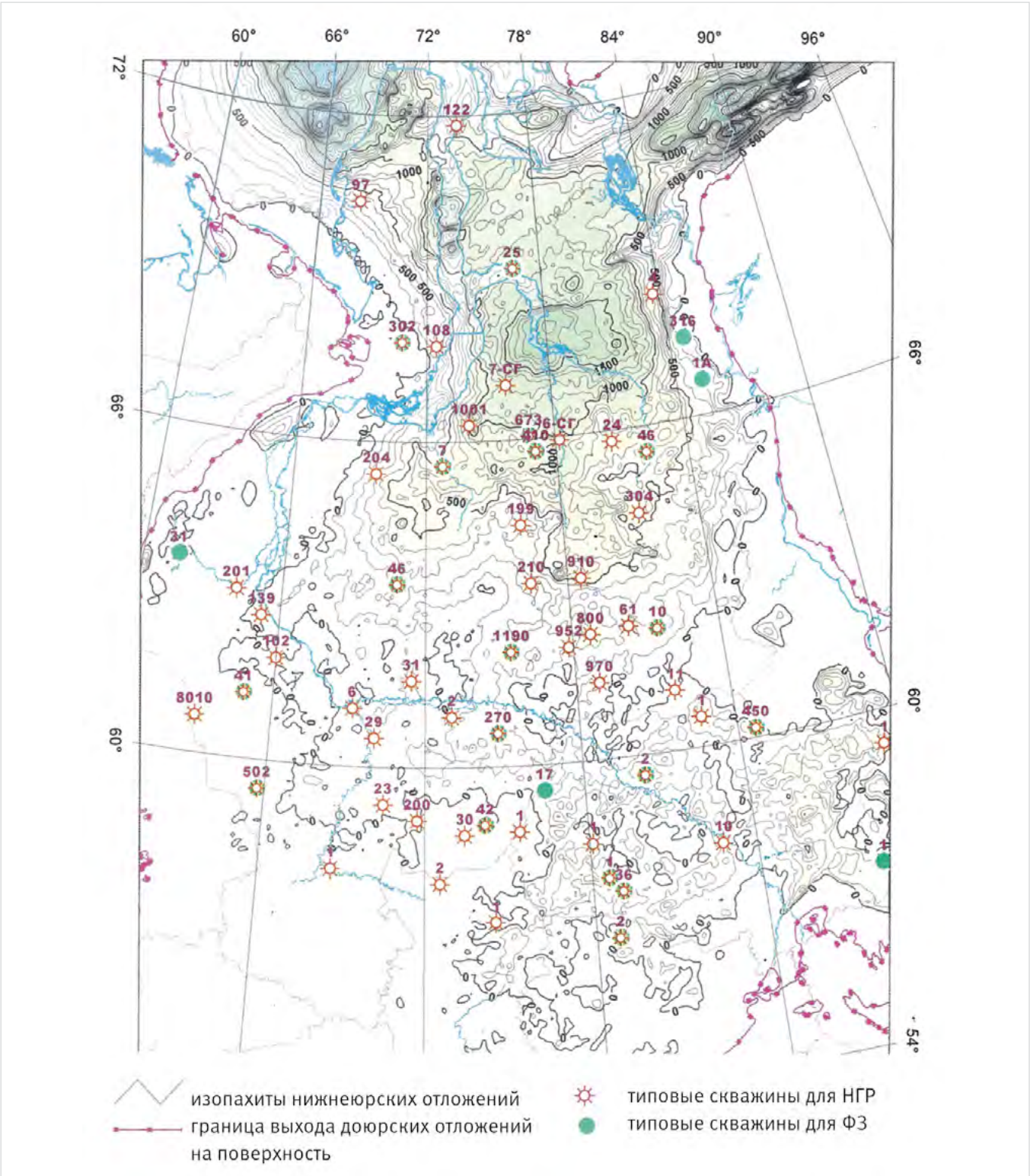


Рис. 2. Карта изопахит нижнеюрских отложений с отмеченными типовыми скважинами фациальных зон (ФЗ) [8]
Fig. 2. Isopach map of lower jurassic deposits with marked typical wells of facies zones (FZ) [8]

Шаимского и Красноленинского нефтегазоносных районов характерно соответствие пликативных дислокаций платформенного чехла геологическим структурам доюрского комплекса. Например, Шаимский мегавал в плане совпадает с гранитно-сланцевой осью региона. Красноленинский свод, выделяемый как крупная пликативная структура платформенного чехла, также представляет собой гранитно-сланцевый выступ. Рельеф доюрских отложений Рогожниковского месторождения является сильнорасчлененным и представлен сопками конической формы весьма однообразного строения [9]. По результатам изучения кернового материала установлено, что отложения верхней части доюрских отложений Рогожниковского месторождения сложены вулканическими породами пермо-триасового возраста. В верхних частях сопок присутствуют продукты эксплозивной деятельности вулканов. Перекрываются вулканиты пермо-триаса отложениями тюменской свиты, которая на территории Уват-Ханты-Мансийского срединного массива представлена преимущественно глинистыми породами с ограниченными по площади линзами песчано-алевролитовых пород. Отложения тюменской свиты часто ложатся непосредственно на подвергшиеся выветриванию массивные вулканиты. В основании тюменской свиты в ряде разрезов скважин вскрыт базальный пласт, представленный конгломератами и гравелитами ограниченной толщины. Образования доюрского фундамента вскрыты рядом скважин и в стратиграфо-литологическом отношении подразделяются на три основные толщи, объединяемые в рогожниковскую свиту нижнего триаса (туринская серия), нижняя толща (Trg), которая вскрыта скважиной 713/1144.

В своих работах [10–12] авторы при исследовании фактического материала отмечали, что изученный из продуктивных интервалов керн представлен полимиктовыми песчаниками зеленовато-серого цвета с прослоями темно-серых с зеленоватым оттенком аргиллитов, мелкозернистых алевролитов.

Породы средней толщи (Trg) вскрыты скважинами 714, 718 и представлены преимущественно риолитами, дацитами порфировыми, сланцеватыми под углом 60–70°, трещиноватыми. По трещинам развиты тонкие прожилки кварца и хлоритизированного вулканического стекла.

В скважине 825 из интервала 2 553–2 554 метра поднят песчаник серый, плотный мелкозернистый с наслоениями под углом 45°, с кавернами диаметром 2–3 мм, с признаками нефти в виде нефтяных выпотов по стенкам каверн. Верхняя толща рогожниковской свиты (Trg) представлена переслаиванием терригенных и вулканогенных пород (риолитов, базальтов). Верхняя толща, в свою очередь, подразделяется на три пачки: нижнюю (rg^1) — терригенно-базальтовую с маломощными пропластками радиолитов; среднюю (rg^2) — риолитовую и верхнюю (rg^3) — терригенно-базальтовую [10, 13].

Осадконакопление происходило, главным образом, у подножия склонов выступов доюрского основания и в пределах относительно погруженных участков (аллювиально-делювиальные образования). Здесь накапливались терригенные породы самого разнообразного состава. В целом дезинтеграционные процессы фундамента (в том числе и эффузивных пород) предопределили формирование коллекторских свойств кровли отложений доюрского основания [9].

Рис. 3. Карта макроугленосности нижне- и среднеюрских отложений [8]: 1 — площади, по которым замерялись угли в разрезе; 2 — в числителе — максимальная толщина угольного пласта; в знаменателе — максимальная суммарная мощность углей (макс. количество пластов угля); 3 — линии равных средних мощностей углей в разрезе J_{1-2}; 4 — граница выклинивания J_{1-2}; 5 — месторождения угля в юре; 6 — зона отсутствия угля в разрезе; 7 — интерпретирована 1/2–1/3 часть разреза

Fig. 3. Map of macrocarbon content of Lower-Middle Jurassic deposits [8]: 1 – areas over which coals were measured in the section; 2 – in the numerator – the maximum thickness of the coal seam; in the denominator – the maximum total thickness of coal (maximum number of coal seams); 3 – lines of equal average thicknesses of coals in the J_{1-2} section; 4 – pinching boundary J_{1-2}; 5 – coal deposits in the Jurassic; 6 – zone of absence of coal in the section; 7 – 1/2–1/3 part of the section has been interpreted

В зонах прилегания к образованиям доюрского основания появляются прослои конгломератов и гравелитов. Породы средней юры в значительной степени обогащены углистым детритом, встречаются пропластки и линзы карбонатных разностей пород. В разрезе тюменской свиты индексируются песчано-алевритовые пласты $ЮК_{7-9}$ (аален), $ЮК_{5-6}$ (байос), $ЮК_{2-4}$ (бат-келловей). Песчано-алевритовые разности пластов не выдержаны по толщинам и простиранию, часто линзовидные, характеризуются низкими коллекторскими свойствами. Толщина тюменской свиты в зависимости от приуроченности к структурному рельефу изменяется от 15 до 200 метров.

В пределах Рогожниковского месторождения выделяются доюрский, среднеюрский, верхнеюрский и неокомский нефтегазоносные комплексы. При испытании доюрских пород получены притоки нефти от 9,8 м/сут. (скважина 714, интервал испытания 2 656–2 675 м) до 46 $м^3$/сут в скважине 729 (интервал испытания 2 568–2 607 м). Промышленные притоки нефти из пород фундамента получены также в скважине 713 (интервал испытания 2 752–2 776 м, дебит нефти — до 18 $м^3$/сут). Коллекторами в метаморфизованных породах фундамента являются зоны трещиноватости и кавернозности, образующиеся при деструкции толщ и гидротермальных процессов, сопровождающих тектонические подвижки земной коры [13].

Среднеюрский нефтегазоносный комплекс включает отложения тюменской свиты. Песчано-алевритовые горизонты, которые служат резервуарами для залежей нефти, имеют локализованное распространение в форме небольших линз или сложную шнурковую и мозаичную форму. Их образование связано с аллювиальными, прибрежно-озерными и прибрежно-морскими фациями (русла рек, пляжи, бары и др.).

Рассматривая основные аспекты генезиса и петрохимических особенностей пород доюрского комплекса в пределах Рогожниковского месторождения, воспользуемся данными исследований, полученных в разное время [7, 14].

Согласно графикам петрохимической зональности (рис. 4), ведущим элементом, определяющим щелочность породы, является калий, абсолютные содержания которого больше натрия.

На вариационных диаграммах (Na_2O + K_2O) — SiO_2, построенных для эффузивов, фигуративные точки, отражающие их состав,

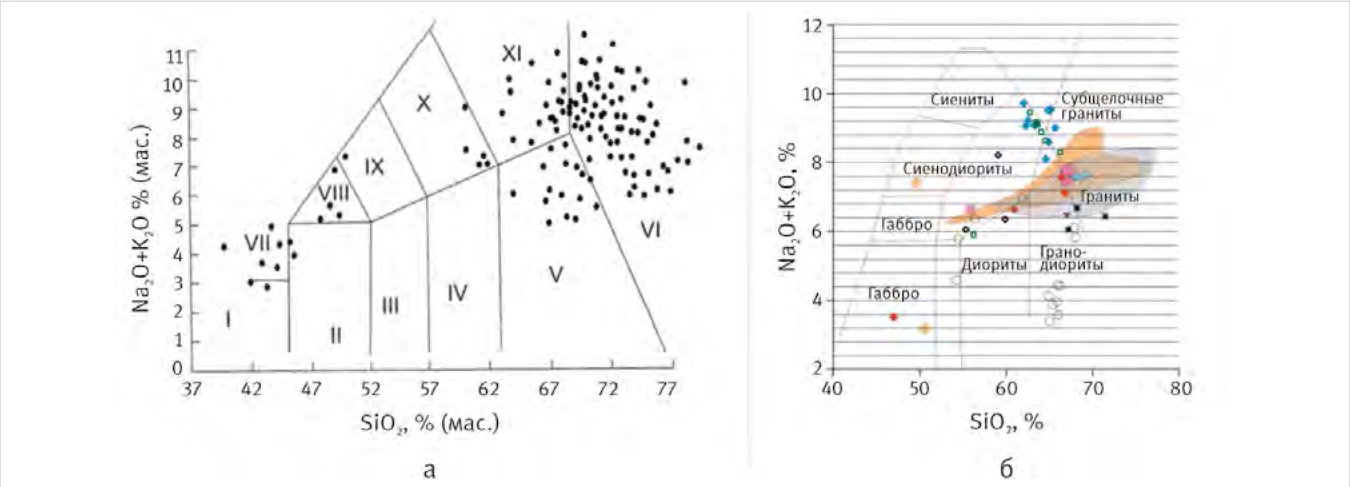


Рис. 4. Положение составов эффузивов территории Красноленинского свода и прилегающих структур: а — положение составов эффузивов на диаграмме (Na_2O+K_2O)-SiO_2. Поля: I — пикробазальты, II — базальты, III — базальтовые андезиты, IV — андезиты, V – дациты, VI — риолиты, VII — базаниты, VIII — трахибазальты, IX — базальтовые трахиандезиты, X — трахиандезиты, XI — трахидациты [14]; а — бинарные диаграммы содержаний петрогенных оксидов в гранитоидах Красноленинского свода, Шаимского района и структур Южного Урала [7]

Fig. 4. The position of the compositions of effusives in the territory of the Krasnoleninsky arch and adjacent structures. a – position of effusive compositions on the (Na_2O+K_2O)-SiO_2 diagram. Fields: I – picrobasalts, II – basalts, III – basaltic andesites, IV – andesites, V – dacites, VI – rhyolites, VII – basanites, VIII – trachybasalts, IX – basaltic trachyandesites, X – trachyandesites, XI – trachydacites [14]. б – binary diagrams of the contents of major oxides in granitoids of the Krasnoleninsky arch, Shaim region and structures of the Southern Urals [7]

располагаются в разных областях, что свидетельствует об участии в их генезисе нескольких магматических источников. Фигуративные точки среднекислых вулканитов в северной части участка в основном располагаются в полях нормального ряда, при продвижении в юго-восточном направлении состав вулканитов меняется — он становится более щелочным и менее кислым.

Кроме выше представленных данных в работах [7, 14–16] аналогичный вывод следует из значений индекса насыщенности алюминием (ASI) и железомагнезиального отношения. Послойное изучение в разрезах Северо-Рогожниковской и Рогожниковской нефтегазоносных территорий концентраций и молекулярно-массового распределения ароматических и алкановых углеводородов [15, 16], системный анализ геохимических и литолого-петрографических данных [17] позволяют говорить о миграции нефтяных УВ из юрских в нижележащие триасовые отложения. Последнее согласуется с «осадочной» концепцией «главного источника» — юрским генезисом нефтей в резервуарах доюрского основания [18–20]. Такое разнообразие геохимических характеристик вулканитов подтверждает вывод об их формировании при смешивании различных по составу и глубине образования расплавов.

Таким образом, можно отметить, что при моделировании сложнопостроенных залежей необходимо проводить исследование образцов в переходных зонах, которые представляют как аэральную, так и субаквальную обстановку (мелководье). Геохимические особенности исследованных вулканитов свидетельствуют о смешанных источниках магм, включающих компоненты как глубинных, так и коровых уровней генерации расплавов. По мнению [13, 21], сочетание изложенных признаков определяется синсдвиговым растяжением в обстановке трансформных континентальных окраин.

В нашем случае мы воспользуемся данной информацией при моделировании пород нижней юры и с помощью модулей программы Petrel разработаем Template для моделирования этой части разреза. Также это будет важным при моделировании зоны перехода от пород пермо-триаса к нижнеюрским. Процесс пространственной ориентировки и привязки образцов керна позволяет выявлять участки вулканогенных отложений и исключает модель, основанную только на послойной корреляции триасовых сейсмокомплексов.

Можно отметить, что вулканогенные породы и отложения тюменской свиты, вероятно, представляют собой единый нефтеносный комплекс, который может быть рассмотрен как мегарезервуар, а в отдельных случаях как массивные залежи с мозаичным насыщением, разбитые на блоки многочисленными глубинными разломами.

Исследования нефтей, которые были представлены в работе [10], показывают, что

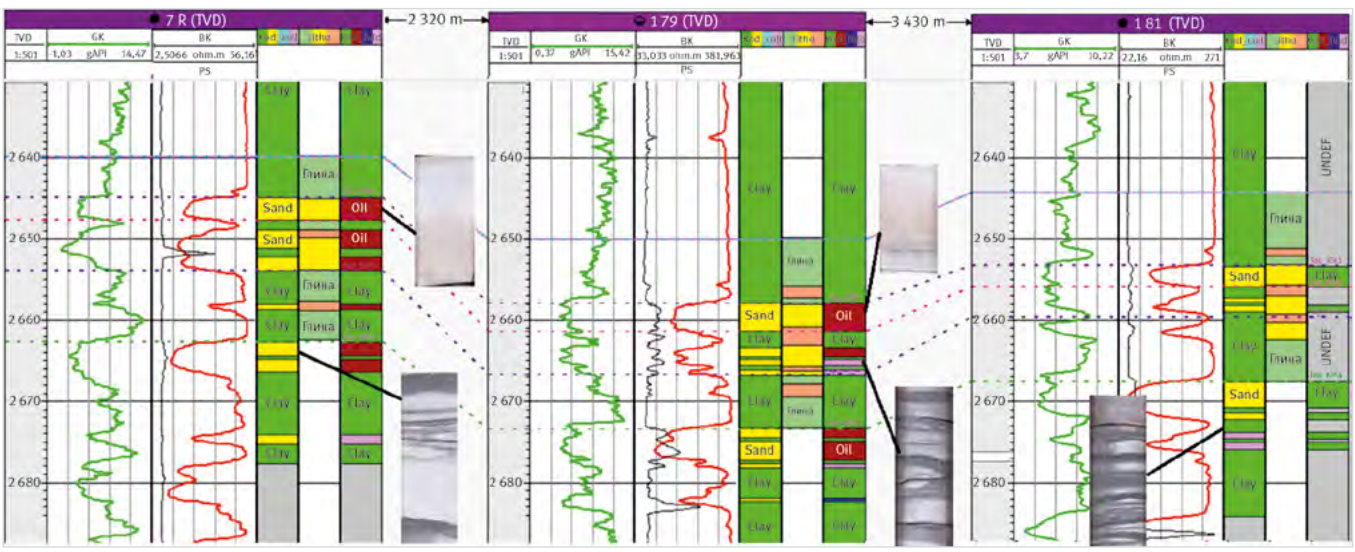


Рис. 5. Корреляция разреза скважин по линии 7xP-1x79-1x81

Fig. 5. Correlation of well sections along the line 7xP-1x79-1x81

по наличию биомаркеров (ванадий, никель) отложения тюменской свиты принципиально отличаются от абалакских, баженовских и викуловских. Нефти тюменской свиты имеют промежуточные параметры, что может свидетельствовать о нескольких источниках поступления УВ. Идентификация вулканитов по результатам геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет с достаточной долей вероятности прогнозировать распространение отдельных наиболее перспективных петротипов и характер их насыщения. Вероятность того, что встреченные на палеоглубинах такие петротипы окажутся нефтенасыщенными коллекторами, колеблется от 0,6 до 1 [22].

Таким образом, обнаружение и картирование переходных зон аэральной и субаквальной обстановок (мелководье) характризуют пласт ЮК$_{2-5}$ и интересны для постановки поискового бурения. В качестве примера интерпретации данных ГИС с учетом текстурно-неоднородных интервалов пласта ЮК$_{2-5}$ рассмотрим некоторые особенности выделения интервалов с разным количеством неоднородных прослоев – компонентов текстуры эксплуатационного объекта (рис. 5).

При интерпретации результатов ГИС учитывались участки, которые отражают свойства текстурно-неоднородного пластопересечения и охарактеризованы керном. По результатам исследований зависимостей «керн-ГИС» без учета текстурных особенностей может привести к завышению коэффициента пористости и, следовательно, всех фильтрационно-емкостных параметров пласта-коллектора.

В связи с этим при моделировании необходимо вести построение эталонных моделей, учитывающих выбор текстурно-неоднородной горной породы, обусловленной наличием глинистого компонента (глинистых прослоев и включений) на показания ГИС, при этом целевыми являются параметры песчано-алевритового компонента.

Достоверность всех применяемых алгоритмов для обработки фактического материала и ГИС определяется диаграммами сопоставления образцов с учетом объемной и минералогической плотности для разных литологических типов пород, выбранных для последующего моделирования пласта ЮК$_{2-5}$.

По результатам корреляции разреза пласта ЮК$_{2-5}$ были выполнены построения 2D-карты литологии (выделены песчаная, глинистая и алевролитовая фракции для пропластков ЮК$_{2-3}$, ЮК$_{2-4}$, ЮК$_5$), а также карты изменения ФЕС (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность и др.) (рис. 6).

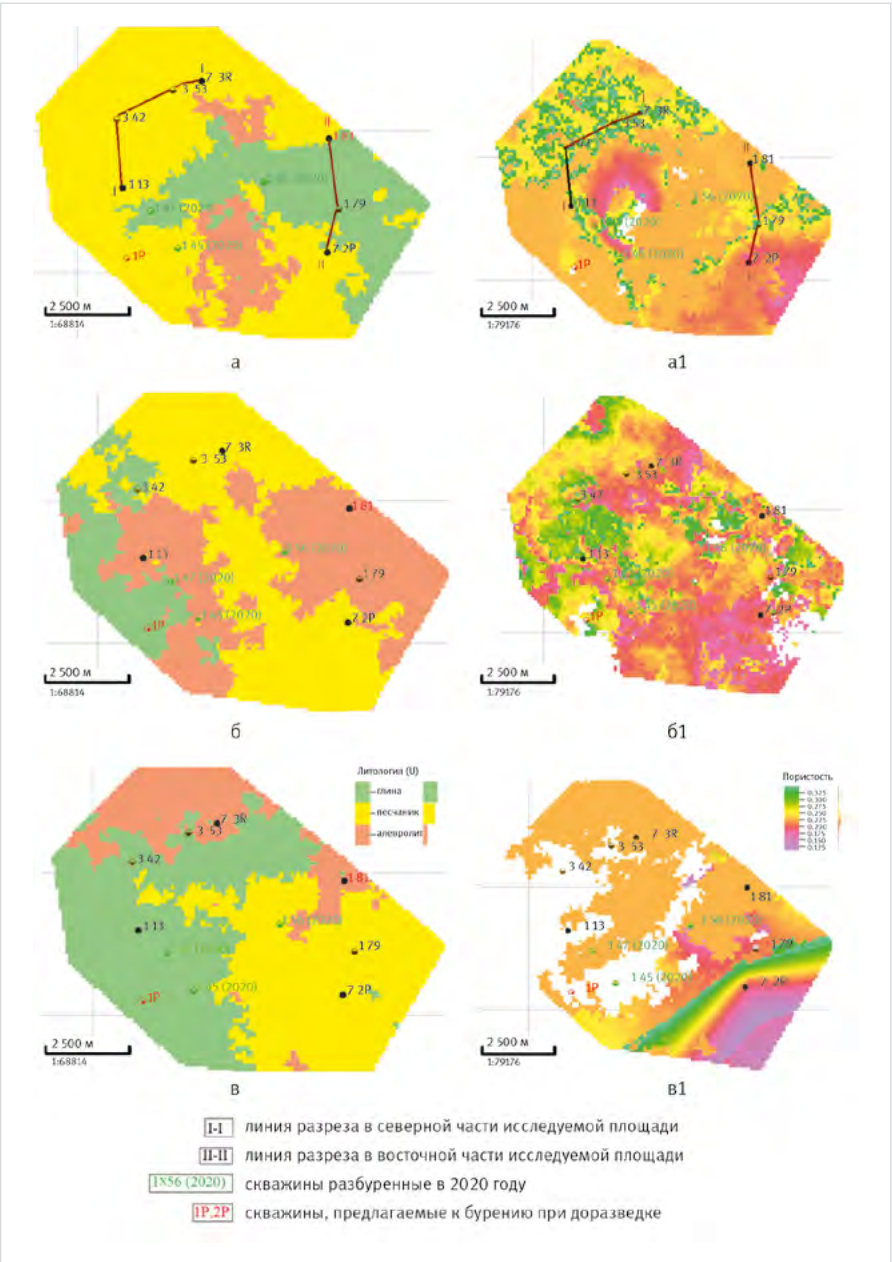


Рис. 6. 2D-карты изменения параметров литология (а, б, в) и пористость (а1, б1, в1) для пласта ЮК$_{2-5}$ (по результатам интерпретации ГИС-керн). Условные обозначения: а, а1 — параметры литология и пористость для верхнего пропластка ЮК$_{2-3}$; б, б1 — параметры литология и пористость для среднего пропластка ЮК$_{2-4}$; в, в1 — параметры литология и пористость для нижнего пропластка ЮК$_5$

Fig. 6. 2D maps of changes in the parameters lithology (а, б, в) and porosity (а1, б1, в1) for the JK$_{2-5}$ formation (based on the results of interpretation of GIS core). Legend: а, а1 – lithology and porosity parameters for the upper layer JK$_{2-3}$; б, б1 – lithology and porosity parameters for the middle layer JK$_{2-4}$; в, в1 – lithology and porosity parameters for the lower layer JK$_5$

Итоги

По результатам исследований для построения каркасов залежей и дальнейшего моделирования с учетом корреляции разрезов скважин для пласта ЮК$_{2-3}$ по линии скважин 7x3R-1x17-3x42-1x13 в северной части и по линии 7xP-1x79-1x81 в восточной части исследуемой площади были уточнены границы выклинивания. Используя результаты испытаний пласта, построены карты нефтенасыщенности в центральной части и откоррелированы границы пласта ЮК$_{2-4}$. Также с учетом лучших значений ФЕС и толщин исследуемого пласта для первоочередного разбуривания могут быть рассмотрены участки, условно отмеченные нами как скважины 1P и 2P.

Выводы

Исходя из выявленных особенностей геологического строения, полученных данных исследований и анализа параметров керн-ГИС для северной площади Красноленинского свода и в целом Уват-Ханты-Мансийского срединного массива, можно сделать следующие выводы:

- детальное изучение стратиграфии и тектоники региона для обоснования положения продуктивных горизонтов в северной части Красноленинского свода позволило проследить приуроченность скоплений УВ к геодинамически активным зонам, которые могут обеспечить благоприятные условия образования УВ;
- изучение комплекса геолого-промысловых исследований позволило обосновать и установить границы расположения пласта ЮК$_{2-5}$;
- в ходе выполнения работы был изучен литолого-петрографический состав и фильтрационно-емкостные параметры пласта ЮК$_{2-5}$, построена геологическая модель по выбранному полигону, методами ГИС были выделены самостоятельные пропластки ЮК$_{2-3}$, ЮК$_{2-4}$, ЮК$_5$. С учетом всех выделенных пропластков возможно провести более детальный подсчет запасов углеводородов.

Перспективные направления для изучения рассмотренной территории Уват-Ханты-Мансийского срединного массива по выявлению промышленных скоплений нефти связаны с метаморфизованными породами фундамента, что подтверждает необходимость целенаправленного изучения глубоких горизонтов Западной Сибири и уточнения концепции формирования месторождений нефти и газа.

Литература

1. Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Девятов В.П. Стратиграфо-корреляционная основа детальных моделей Западной Сибири // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Т. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009, С. 245–262.
2. Алексеев В.П., Амон Э.О., Глебов А.Ф., Савенко В.А., Федоров Ю.Н. Стратиграфия и палеогеография мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Шаимского нефтегазоносного района (Западная Сибирь). Екатеринбург: УГГУ, 2010. 257 с.
3. Гришкевич В.Ф. Макроструктура берриас-аптских отложений Западной Сибири и ее использование при построении информационных технологий в геологии нефти и газа. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2005. 116 с.
4. Жемчугова В.А. Практическое применение резервуарной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014. 344 с.
5. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты. М.: Недра, 1981. 143 с.
6. Сурков В.С., Смирнов Л.В. Консолидированные блоки земной коры в фундаменте Западно-Сибирской плиты // Фундамент, структуры обрамления Западно-Сибирского мезозойско-кайнозойского осадочного бассейна, их геодинамическая эволюция и проблемы нефтегазоносности. Тюмень: СИБНАЦ, 2008. С. 207–210.
7. Хотылев А.О., Майоров А.А., Худолей А.К., Ершова В.Б., Калмыков Г.А., Хубанов В.Б., Червяковская М.В. Гранитоидные массивы Красноленинского свода в Западной Сибири: состав, строение, возраст и условия формирования // Геотектоника. 2021. № 2. С. 70–93.
8. Мясникова Г.П., Мухер А.Г., Волков В.А., Сидоров А.А., Тугаева А.В., Кулагина С.Ф., Гончарова В.Н., Солопахина Л.А., Девятов В.П., Сапьяник В.В. Региональные закономерности геологического строения горизонтов нижней-средней юры Западно-Сибирского осадочного бассейна // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Том 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. С. 65–86.
9. Архипов С.В., Замаруев Е.И., Хабарова Т.С. Характерные черты строения и нефтенасыщенности Рогожниковского месторождения // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа — Югры. Том. 1. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2009. С. 202–213.
10. Кропотова Е.П., Коровина Т.А., Романов Е.А., Федорцов П.В. Состояние изученности и современные взгляды на строение, состав и перспективы доюрских отложений западной части Сургутского района (Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Том 1. Ханты-Мансийск: 2006. С. 133–147.
11. Новиков Г.Р., Усманов И.Ш. Потенциальная нефтегазоносность фундамента территории Сургутского нефтедобывающего района // Нефтяное хозяйство. 2001. № 9. С. 26–29.
12. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 337–345.
13. Усманов И.Ш., Новиков Г.Р., Зимина В.И., Рассадникова Н.Б. Особенности геологического строения и нефтегазоносности Рогожниковского месторождения // Вопросы геологии, бурения и разработки нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Сборник научных трудов СургутНИПИнефть. 2003. № 4. С. 67–76.
14. Шадрина С.В. К вопросу о геодинамической обстановке образования магматитов Рогожниковского ЛУ по новым геохимическим данным // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: 2006. С. 219–223.
15. Коржов Ю.В. Исаев В.И., Кузина М.Я., Лобова Г.А. Генезис доюрских залежей нефти Рогожниковской группы месторождений (по результатам изучения вертикальной зональности алканов) // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 323. № 1. С. 51–56.
16. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А., Латыпова О.В. Распределение ароматических углеводородов в разрезе отложений нефтегазоносных комплексов (на примере месторождений Красноленинского свода) // Геофизический журнал. 2013. Т. 35. № 1. С. 113–129.
17. Кузина М.Я., Коржов Ю.В., Исаев В.И. Геохимическое и литологическое обоснование концепции «главного источника» доюрских залежей нефти Красноленинского свода // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 324. № 1. С. 32–38.
18. Брехунцов А.В., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52. № 8. С. 1001–1012.
19. Ковешников А.Е. Источник поступления нефти и газа в палеозойские отложения Западно-Сибирской геосинеклизы // Известия Томского политехнического университета. 2013. Т. 322. № 1. С. 111–116.
20. Фомин А.Н. Катагенез органического вещества и нефтегазоносность мезозойских и палеозойских отложений Западно-Сибирского мегабассейна. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2011. 331 с.
21. Симаненко В.П., Голозубов В.В., Сахно В.Г. Геохимия вулканитов трансформных окраин (на примере Алчанского бассейна, северо-западное Приморье) // Геохимия. 2006. № 12. С. 1251–1265.
22. Коровина Т.А., Кропотова Е.П., Минченков Н.Н., Батурин А.Ю., Николаева Е.В. Доюрское основание (ПСЭ) в Западной Сибири – объект новых представлений на природу нефтегазоносности (из опыта исследований и практического освоения Рогожниковского ЛУ) // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Т. 1. Ханты-Мансийск: 2006. С. 214–218.

ENGLISH

Results

Based on the results of research to construct deposit frames and further modeling, taking into account the correlation of well sections for the JK_{2-3} formation along the line of wells 7x3R-1x17-3x42-1x13 in the northern part, and along the line 7xR-1x79-1x81 in the eastern part of the study area, the boundaries were clarified wedging out. Using the results of formation tests, oil saturation maps were created in the central part and the boundaries of the JK_{2-4} formation were correlated. Also, taking into account the best values of reservoir properties and thicknesses of the studied formation, for priority drilling, areas that we have conditionally marked as wells can be considered 1P and 2P.

Conclusions

Based on the identified features of the geological structure, the obtained research data and analysis of core-well logging parameters for the northern area of the Krasnoleninsky arch and the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif as a whole, the following conclusions can be drawn:

- a detailed study of the stratigraphy and tectonics of the region, to substantiate the position of productive horizons in the northern part of the Krasnoleninsky arch, made it possible to trace the association of hydrocarbon accumulations with geodynamically active zones that can provide favorable conditions for the formation of hydrocarbons;
- the study of a complex of geological and field studies made it possible to substantiate and establish the boundaries of the location of the JK_{2-5} formation;
- during the work, the lithologic-petrographic composition and filtration-capacitive parameters of the JK_{2-5} formation were studied, a geological model was built for the selected polygon, and independent interlayers JK_{2-3}, JK_{2-4}, JK_5 were identified using well logging methods. Taking into account all the identified interlayers, it is possible to carry out a more detailed calculation of hydrocarbon reserves.

Promising directions for studying the considered territory of the Uvat-Khanty-Mansiysk middle massif to identify industrial oil accumulations are associated with metamorphosed basement rocks, which confirms the need for a targeted study of the deep horizons of Western Siberia and clarifying the concept of the formation of oil and gas fields.

References

1. Mukher A.G., Myasnikova G.P., Devyatov V.P. Stratigraphic-correlation basis of detailed models of Western Siberia. Ways of realizing the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, P. 245–262. (In Russ).
2. Alekseev V.P., Amon E.O., Glebov A.F., Savenko V.A., Fedorov Yu.N. Stratigraphy and paleogeography of the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover of the Shaim oil and gas region (Western Siberia). Yekaterinburg: Ural State Mining University Publishing House, 2010, 257 p. (In Russ).
3. Grishkevich V.F. Macrostructure of the Berriasian-Aptian deposits of Western Siberia and its use in the construction of information technologies in the geology of oil and gas: monograph. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2005, 116 p. (In Russ).
4. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems: textbook. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
5. Surkov V.S., Zhero O.G. Foundation and development of the platform cover of the West Siberian Plate. Moscow: Nedra, 1981, 143 p. (In Russ).
6. Surkov V.S., Smirnov L.V. Consolidated blocks of the earth's crust in the basement of the West Siberian plate. Foundation, framing structures of the West Siberian Mesozoic-Cenozoic sedimentary basin, their geodynamic evolution and problems of oil and gas potential. Tyumen: SIBNATs, 2010, P. 207–210. (In Russ).
7. Khotylev A.O., Mayorov A.A., Khudoley A.K., Ershova V.B., Kalmykov G.A., Khubanov V.B., Chervyakovskaya M.V. Granitoid massifs of the Krasnoleninsky arch in Western Siberia: composition, structure, age and formation conditions. Geotectonics, 2021, issue 2, P. 70–93. (In Russ).
8. Myasnikova G.P., Mukher A.G., Volkov V.A., Sidorov A.A., Tugaeva A.V., Kulagina S.F., Goncharova V.N., Solopakhina L.A., Devyatov V.P., Sapyanik V.V. Regional patterns of the geological structure of the Lower-Middle Jurassic horizons of the West Siberian sedimentary basin. Ways to realize the oil, gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, P. 65–86. (In Russ).
9. Arkhipov S.V., Zamaruev E.I., Khabarova T.S. Characteristic features of the structure and oil saturation of the Rogozhnikovskoye field. Ways to realize the oil, gas and ore potential of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2009, P. 202–213. (In Russ).
10. Kropotova E.P., Korovina T.A., Romanov E.A., Fedortsov P.V. State of knowledge and modern views on the structure, composition and prospects of pre-Jurassic deposits in the western part of the Surgut region (Rogozhnikovsky license area). Ways to realize the oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: 2006, P. 133–147. (In Russ).
11. Novikov G.R., Usmanov I.Sh. Potential oil and gas content of the foundation of the territory of the Surgut oil-producing region. Oil Industry, 2001, issue 9, P. 26–29. (In Russ).
12. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of the oil and gas potential prospects of Jurassic-Paleozoic deposits and formations of the basement of Western Siberia. Georesursy, 2016, Vol. 18, issue 4, part 2, P. 337–345. (In Russ).
13. Usmanov I.Sh., Novikov G.R., Zimina V.I., Rassadnikova N.B. Features of the geological structure and oil and gas content of the Rogozhnikovsky field. Questions of geology, drilling and development of oil and gas fields in Western Siberia. Collection of scientific works SurgutNIPIneft, 2003, issue 4, P. 67–76. (In Russ).
14. Shadrina S.V. On the question of the geodynamic situation of the formation of magmatites in the Rogozhnikovsky license area according to new geochemical data. Ways to realize the oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2006, P. 219–223. (In Russ).
15. Korzhov Yu.V. Isaev V.I., Kuzina M.Ya., Lobova G.A. Genesis of pre-Jurassic oil deposits of the Rogozhnikovsky group of fields (based on the results of studying the vertical zoning of alkanes). News of Tomsk Polytechnic University, 2013, Vol. 323, issue 1, P. 51–56. (In Russ).
16. Korzhov Yu.V., Isaev V.I., Zhiltsova A.A., Latypova O.V. Distribution of aromatic hydrocarbons in the context of deposits of oil and gas complexes (using the example of deposits of the Krasnoleninsky arch). Geophysical, 2013, Vol. 35, issue 1, P. 113–129. (In Russ).
17. Kuzina M.Ya., Korzhov Yu.V., Isaev V.I. Geochemical and lithological substantiation of the concept of the "main source" of pre-Jurassic oil deposits of the Krasnoleninsky arch. News of the Tomsk Polytechnic University, 2014, Vol. 324, issue 1, P. 32–38. (In Russ).
18. Brekhuntsov A.V., Monastyrev B.V., Nesterov I.I. (Jr) Patterns of distribution of oil and gas deposits in Western Siberia. Geology and geophysics, 2011, Vol. 52, issue 8, P. 1001–1012. (In Russ).
19. Koveshnikov A.E. Source of oil and gas inflow into Paleozoic deposits of the West Siberian geosyneclise. News of Tomsk Polytechnic University, 2013, Vol. 322, issue 1, P. 111–116. (In Russ).
20. Fomin A.N. Catagenesis of organic matter and oil and gas potential of Mesozoic and Paleozoic sediments of the West Siberian megabasin. Novosibirsk: INGG SB RAS, 2011, 331 p. (In Russ).
21. Simanenko V.P., Golozubov V.V., Sakhno V.G. Geochemistry of volcanics of transform margins (on the example of the Alchan basin, northwestern Primorye). Geochemistry, 2006, issue 12, P. 1251–1265. (In Russ).
22. Korovina T.A., Kropotova E.P., Minchenkov N.N., Baturin A.Yu., Nikolaeva E.V. Pre-Jurassic Base in Western Siberia is an object of new ideas on the nature of oil and gas content (from the experience of research and practical development of the Rogozhnikovsky license area). Ways to realize the oil and gas potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug of Yugra. Vol. 1. Khanty-Mansiysk: IzdatNaukaServis, 2006, P. 214–218. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Тюкавкина Ольга Валерьевна, д.т.н., ведущий научный сотрудник лаборатории ресурсной базы и нефтегазового комплекса, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: tov.sing@mail.ru

Капитонова Ирина Леонидовна, старший преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, Российский университет дружбы народов имени Патриса Лумумбы, Москва, Россия

Бабаева Айна Халымбердыевна, студентка направления «Прикладная геология», специализация «Геология нефти и газа», Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, Россия

Tyukavkina Olga Valerievna, doctor of engineering science, lead researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: tov.sing@mail.ru

Kapitonova Irina Leonidovna, senior lecturer of the department of subsoil use and oil and gas engineering, Peoples Friendship University of Russia named after Patrice Lumumba, Moscow, Russia

Babaeva Aina Khalymberdyevna, student in the direction "Applied geology", specialization "Oil and gas geology", Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-30-36 УДК 552.122 I Научная статья

Что мы прогнозируем? Связь упругих характеристик разреза с фациальными и литологическими особенностями строения пластов ПК19-20 Берегового месторождения

Грищенко М.А.[1,2], **Решетников А.А.**[1]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных развитию научного направления в области фациального моделирования сложнопостроенных геологических объектов нефтегазовых месторождений в пределах РФ. В статье приведены результаты интерпретации стохастической инверсии, выполненных в интервалах продуктивных пластов ПК19-20 Берегового месторождения Западной Сибири. Целью работ являлась оценка возможности прогноза фациальных объектов, и оценка применимости результатов прогноза в геологическом моделировании. Полученные результаты позволили сделать вывод, что прогноз параметров в межскважинном пространстве по данным стохастической инверсии ограничен фациальными и литологическими особенностями строения вышеуказанных пластов.

Материалы и методы
Материалы: геолого-геофизическая, промысловая информация, седиментологические исследования керна, петрофизическая интерпретация керна, ГИС, результаты сейсмических исследований (включая результаты стохастической инверсии).
Методы: комплексирование литолого-седиментологических данных керна, ГИС, инверсионных преобразований и стохастических алгоритмов трехмерного моделирования.

Ключевые слова
литологический и седиментологический анализ, концептуальная модель осадконакопления, фации, стохастическая инверсия, упругие параметры среды

Для цитирования
Грищенко М.А. Что мы прогнозируем? Связь упругих характеристик разреза с фациальными и литологическими особенностями строения пластов ПК19-20 Берегового месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 30–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-30-36

Поступила в редакцию: 17.11.2023

UDC 552.122 I Original Paper

What do we predict? Relationship of elastic characteristics of the section with facies and lithological features of the formation structure PK19-20 the field Beregovoe

Grishchenko M.A.[1,2], **Reshetnikov A.A.**[1]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Absract
This article continues the cycle of scientific publications of "NK "Rosneft" PJSC devoted to the development of the scientific direction in the field of facies modeling of complex geological objects of oil and gas fields within the Russian Federation. The article presents the results of interpretation of stochastic inversions performed in the intervals of pay zones PK19-20 the Onshore field of Western Siberia. The purpose of the work was to assess the possibility of predicting facies objects and to assess the applicability of the forecast results in geological modeling. The obtained results made it possible to conclude that the forecast of parameters in the interwell space according to the data of stochastic inversion is limited by facies and lithological features of the structure of the above formations.

Materials and methods
Materials: geological and geophysical, field information, sedimentological core studies, petrophysical core interpretation, logging, seismic data (including stochastic inversion results).
Methods: integration of lithological and sedimentological data of the core, logging, inversion transformations and stochastic algorithms of three-dimensional modeling.

Keywords
lithological and sedimentological analysis, conceptual model of sedimentation, facies, stochastic inversion, elastic parameters of the environment

For citation
Grishchenko M.A., Reshetnikov A.A. What do we predict? Relationship of elastic characteristics of the section with facies and lithological features of the formation structure PK19-20 the field Beregovoe. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 30–36. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-30-36

Received: 17.11.2023

Актуальность и проблематика

Восполнение запасов углеводородов (УВ) в настоящее время сдвигает геологоразведочные работы в сторону сложно сформированных геологических залежей с крайне неоднородным литологическим строением, приуроченных к осадочным комплексам полифациального характера. В пределах Западной Сибири к таким комплексам, на ряду с другими, относятся отложения покурской свиты верхнемеловой системы с пластами группы ПК1-ПК23. Разработка данных пластов осложнена слабопрогнозируемым распределением коллектора в межскважинном пространстве и особым распределением начальных геологических запасов УВ по объему залежей. Среди основных проблем прогноза геолого-геофизических параметров межскважинного пространства данного комплекса можно выделить следующие:

- сложности межскважинной корреляции в связи с отсутствием выдержанных реперов внутри комплекса;
- сложное распределение коллекторов, литологических разностей и гидродинамических экранов внутри продуктивных пластов;
- большое количество фациальных тел различного генезиса;
- высокая вариативность значений ФЕС пород-коллекторов;
- невыдержанный коллектор, высокая расчлененность, неконтрастный акустический разрез;
- ограниченный комплекс ГИС (малое количество скважин с АКШ и расширенным комплексом ГИС).

Основной целью фациального моделирования продуктивных пластов ПК19-20 являлась оценка возможности прогноза литолого-фациальных параметров в межскважинном пространстве по данным стохастической инверсии и возможность применения результатов в геологическом моделировании.

Материалы и методы исследования

Исходными данными для прогноза фациальных зон и литологических разностей послужила геолого-геофизическая и промысловая информация, седиментологические и литологические исследования керна, петрофизическая интерпретация керна, ГИС, результаты сейсмических исследований (включая результаты стохастической инверсии).

Основными приемами послужили методы изучения и восстановления истории развития района: палеотектонический, морфоструктурный, циклостратиграфический, секвенс-стратиграфический анализы, а также геостатистический анализ связей между упругими параметрами пластов и их фациальной характеристикой, комплексирование исследований керна, ГИС и стохастических алгоритмов трехмерного геологического моделирования.

Основой сейсмогеологической фациальной модели послужила седиментологическая концепция объекта, которая была разработана сотрудниками центра исследования керна Тюменского нефтяного центра совместно с геологами-модельерами данного проекта.

Общая характеристика района, изученность площади

В административном отношении Береговое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в северо-восточной части Пуровского района ЯНАО Тюменской области, было открыто в 1982 г. Ближайшими месторождениями являются нефтегазоконденсатные — Южно-Русское, Северо-Часельское, Новочасельское, Кынское, газовые — Западно-Часельское, Хадырьяхинское.

Береговой ЛУ приурочен к восточному борту Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, который оказал существенное влияние на тектоническое развитие площади (рис. 1а). В период формирования отложений продуктивных пластов покурской свиты ПК1-ПК23 (апт-альбское время) произошла кардинальная тектоническая перестройка территории, именно в этот период впервые были сформированы значительные по размерам структурные ловушки в указанных пластах [1]. В пределах Берегового ЛУ в фундаменте выделяется несколько тектонических блоков, разделённых разломами СЗ и СВ простирания (рис. 1б). Следует отметить, что разломная зона СЗ простирания, разделяющая Тазовскую зону и Колтогорско-Уренгойский грабен-рифт, находит отображение на карте современного рельефа (рис. 1в). Близость грабен рифта сказалась на распределении осадочного материала в период формирования продуктивных пластов ПК19-20 и обусловила сложное распределение УВ.

Сейсмическая изученность площади представлена данными шести 3D съёмок, полученных в период 2005–2010 гг. с разным качеством сейсмического материала. С целью получения единого динамически выровненного сеймического куба, пригодного для выполнения инверсионных преобразований и прогноза свойств, в 2019 году в ТННЦ

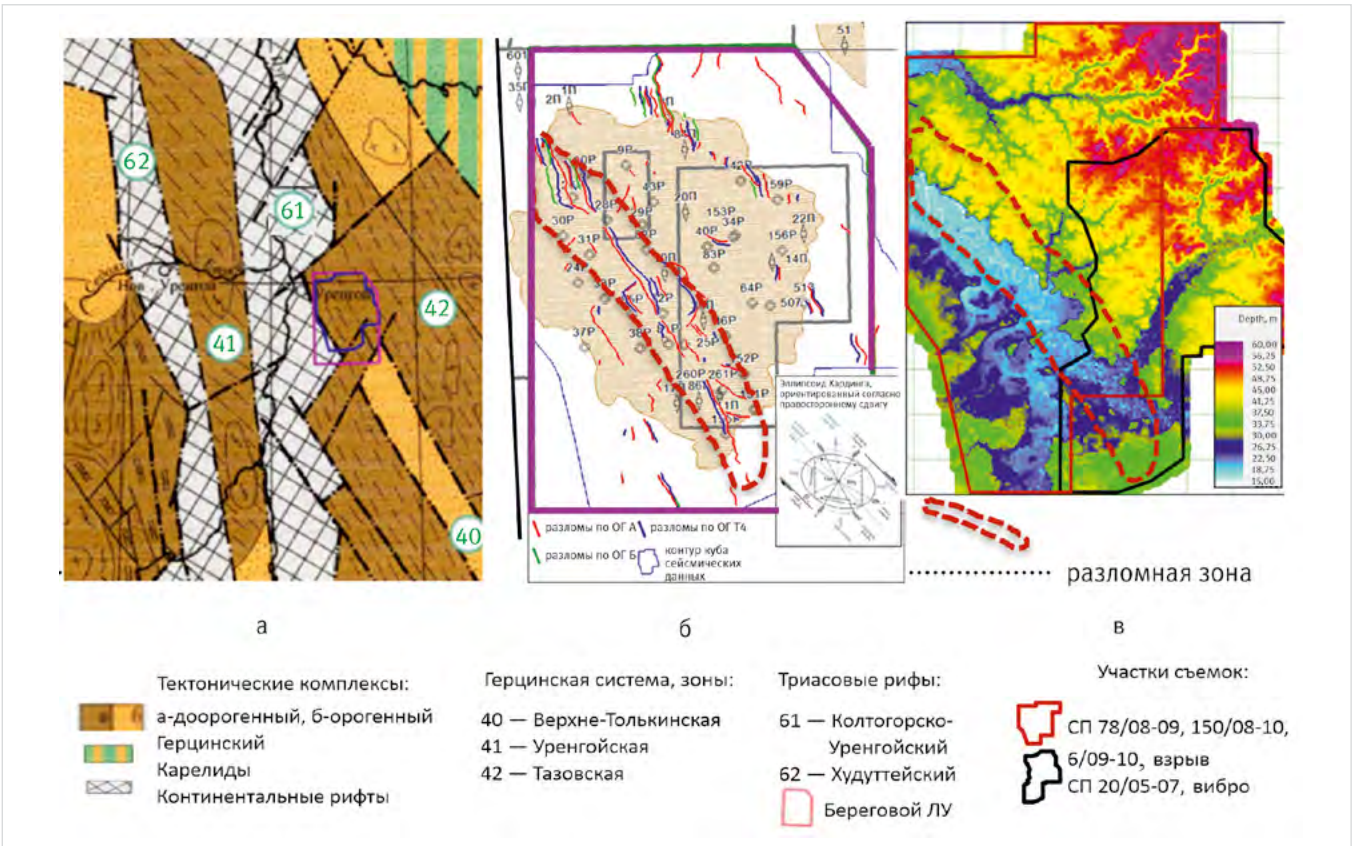


Рис. 1. Тектонические особенности района: а — фрагмент «Тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты» под. ред. В.С. Суркова, 2000; б — схема разрывных нарушений, выделенных на разных стратиграфических уровнях; в — карта рельефа со схемой расположения 3D съёмок разных лет

Fig. 1. Tectonic features of the area: a – fragment of the "Tectonic map of the foundation of the West Siberian Plate" edited by V.S. Surkov, 2000; б – a diagram of discontinuous faults isolated at different stratigraphic levels; в – relief map with the layout of 3D surveys of different years

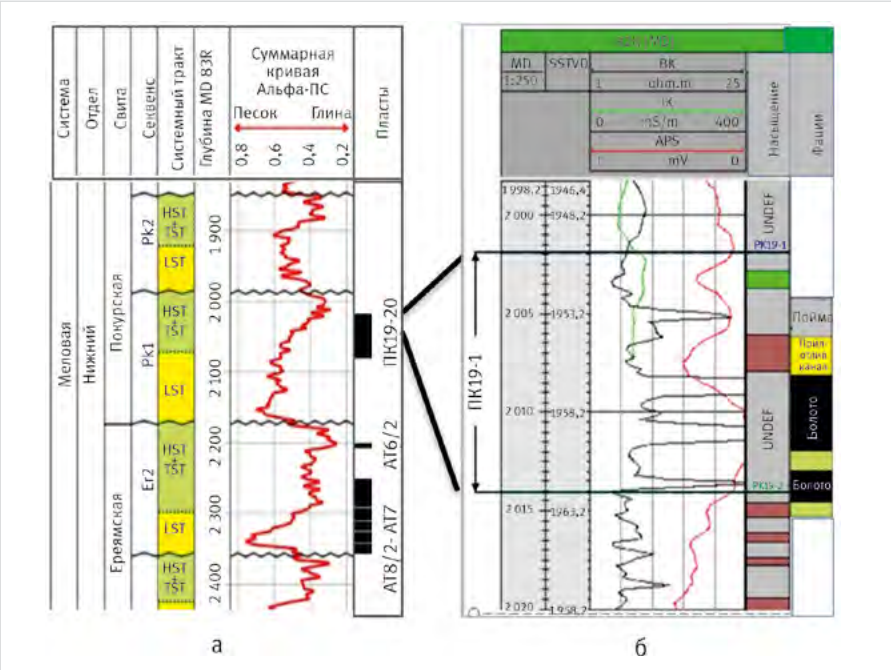


Рис. 2. Характеристика разреза продуктивных пластов: а — секвенс-стратиграфическая модель меловых отложений Берегового ЛУ (ТННЦ, 2020); б — фации пласта ПК19-1
Fig. 2. Characteristics of the section of productive layers: a – sequence-stratigraphic model of Cretaceous sediments of the Beregovoye LU (TNSC, 2020); б – facies of the PK19-1 formation

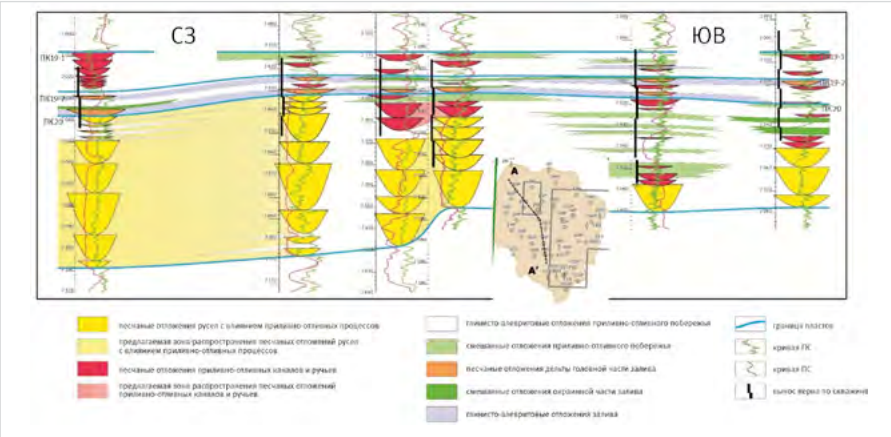


Рис. 3. Литолого-фациальный профиль по линии скважин (Девятка Н.П., 2021 г)
Fig. 3. Lithofacial profile along the line of wells (Devyatka N.P., 2021)

Табл. 1. Выделение укрупненных литологических групп (гранотипы- петротипы)
Tab. 1. Isolation of enlarged lithological groups (granotypes- petrotypes)

Литологические типы	К-во ЛТ	Петротипы	Код ПТ	Проницаемость
Песчаник гр-кр-срз	2	Песчаник крз	1	Коллектор
Песчаник, срз, ср-крз, ср-мз	4	Песчаник	2	
Песчани мз, м-срз, м-тз, тз, т-мз	5	Глин. песчаник	3	
Алевролит крз, кр-мз, мз, м-крз,	4	Алевролит	4	
Алевролит т-мз	1			
Алевролит глинистый	1			
Алевролит	1			
Аргиллит алевритистый, т-серый, черный	3	Глины	5	НЕ коллектор
Глина	1			
Уголь черный	1	Уголь	6	
Карбонат	1	Карбонат	7	

тз — тонкозернистый, мз — мелкозернистый, срз — среднезернистый, крз — крупнозернистый

была выполнена комплексная переобработка сейсмических материалов. В результате было достигнуто значительное увеличение горизонтальной и вертикальной разрешённости сейсмической записи. На основе единого куба на Береговой площади была выполнена стохастическая инверсия в интервале пластов ПК19-20.

В отложениях покурской свиты сосредоточена значительная часть запасов УВ всего ЛУ. Для песчано-глинистых пластов характерна высокая литолого-фациальная изменчивость, которая наряду с тектоникой оказывает значительное влияние на геометрию залежей. Отмечается низкая изученность пластов ПК19-20 результатами детальных седиментологических исследований керна (две скважины с полным выносом керна).

Методика работ

Методически цикл работ по созданию фациальных моделей был ранее описан в публикациях по данной тематике [2]. Рассмотрим всё по порядку, от литолого-фациальных особенностей строения пластов и формирования концептуальных моделей до ответа на вопрос: что мы можем прогнозировать по данным стохастической инверсии?

По результатам детального седиментологического описания керна по скважинам 85 и 86 Берегового ЛУ и пересмотра разрезов тринадцати скважин в интервале пластов ПК19-20 были определены литологические разности и микрофации, характеризующие четыре фациальных комплекса, сформированных в прибрежно-континентальной обстановке осадконакопления. Фациальное многообразные значительно повлияло на латеральную и вертикальную литологическую изменчивость пласта и резкую вариацию параметров ФЕС: пористость 5÷40 %, проницаемость резко варьирует от 3,1 до 9 000 мД.

Секвенс-стратиграфический анализ (методика Зундэ Д., 2016) показал, что пласты ПК19-20 представляют собой единый укрупненный секвенс трансгрессивного характера, в пределах которого выделяются следующие системные тракты:

- LST (пласт ПК20) залегает в нижней части секвенса, его отложения формировались в прибрежно-континентальных обстановках и представляют собой покровы преимущественно песчаных отложений аллювиального и приливно-отливного генезиса с высоким Кпес до 0,95, низкой расчлененностью и хорошей гидродинамической связностью (рис. 2);
- TST (пласт ПК19-2) находится в средней части секвенса, включает сложные дельтовые образования, гидродинамическая связность от хорошей до средней, а в пределах фаций мелководных заливов и приливно-отливных отмелей — от средней до пониженной;
- HST (пласт ПК19-1) — является вершиной секвенса, представляет собой углисто-глинистые образования приливно-отливной равнины, с разобщенными песчаными телами с пониженной гидродинамической связностью резервуаров.

Серия литолого-фациальных профилей демонстрирует сильную латеральную и вертикальную неоднородность разреза, обусловленную существованием разветвлённой сети мигрирующих приливно-отливных и флювиальных каналов. Отмечается снижение песчанистости и увеличение расчлененности в направлении с СЗ на ЮВ (рис. 3).

Интервалы фаций были выделены по скважинам с керном и по всему пробуренному фонду скважин на основе электрофаций. В целом, было выделено более двадцати микрофаций, объединенных в пять укрупненных групп: отложений болот (SW), глинисто-алевролитовые отложения приливно-отливного побережья (MTF), смешанные песчано-глинистые отложения отмелей (MSTF), песчаные отложения приливно-отливных каналов (TC), песчаные отложения русел с влиянием приливно-отливных процессов (FCt).

В каждом пласте доли фаций существенно варьируют (рис. 4). В пласте ПК20 преобладают фации речных русел (FCt 74 %), что выражается в повышении Кпес до 0,95. В пласте ПК19-2 54 % объема пласта составляют глинисто-алевролитовые отложения побережья (MTF), а доля смешанных отмелей (MSTF) и каналов (TC) приблизительно одинаковы — 18 % и 24 % соответственно. В пласте ПК19-1, который является вершиной секвенса, наибольшая доля принадлежит фации глинистых отмелей MSTF — 45 % и фации каналов TC — 30 %, отмечается повышенное содержание болотных фаций SW до 14,5 % относительно других пластов.

По результатам литолого-петрофизического анализа все двадцать пять разновидностей литотипов были объединены в семь кластеров по структуре порового пространства, тесно связанного с остаточной водонасыщенностью, фильтрационно-емкостными и капиллярными свойствами, которые различаются по соотношению пелитовой, алевритовой и песчаной фракции (условно назовем их гранотипы-петротипы) (табл. 1).

Коллектор представлен крупномелко-среднезернистым песчаником, глинистым песчаником и алевролитом (ПТ 1,2,3,4), а НЕ коллектора представлены алевролитами тонко-мелкозернистыми и глинистыми, аргиллитами, угольными и карбонатизированными пропластками (ПТ 4,5,6,7). Важно отметить, что литологические разности алевролитов могут являться одновременно как коллекторами, так и неколлекторами (код 4) и обладают схожими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). В коллекторах и не коллекторах содержится большой объем алевролитов, достигая 26 % и 55 % соответственно в целом для пласта. Доля содержания алевролитов в коллекторе для разных пластов существенно варьирует: ПК19-1 — 51 %, ПК19-2 — 54 %, ПК20 — 19 %. Доля содержания алевролитов в НЕ коллекторе также изменчива: ПК19-1 — 47 %, ПК19-2 — 60 %, ПК20 — 55 %, (рис. 5).

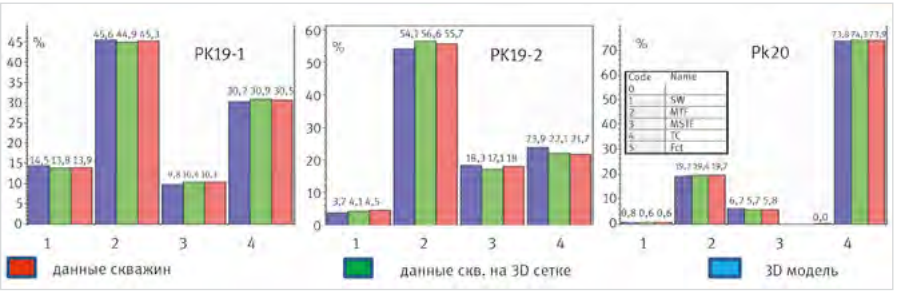


Рис. 4. Гистограмма распределения фаций по пластам
Fig. 4. Histogram of facies distribution over layers

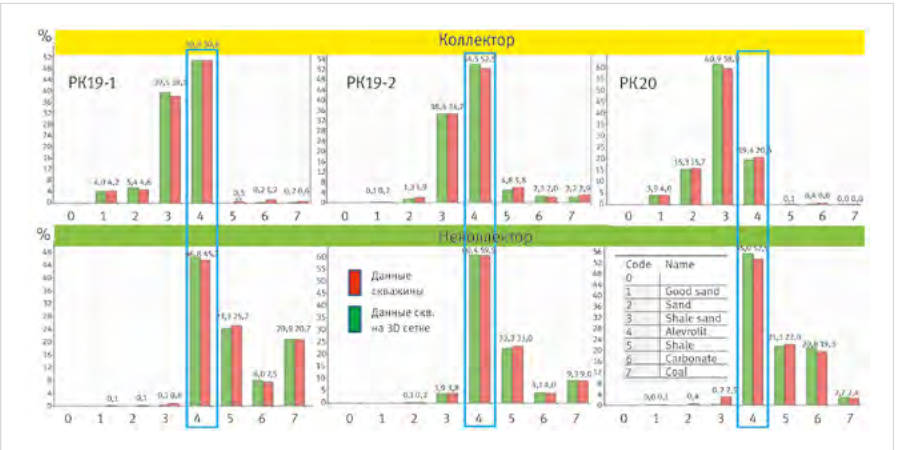


Рис. 5. Гистограммы распределения долей петротитов внутри коллектора и НЕ коллектора для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20
Fig. 5. Histograms of distribution of fractions of petrotites inside the reservoir and NOT the reservoir for layers PK19-1, PK19-2, PK20

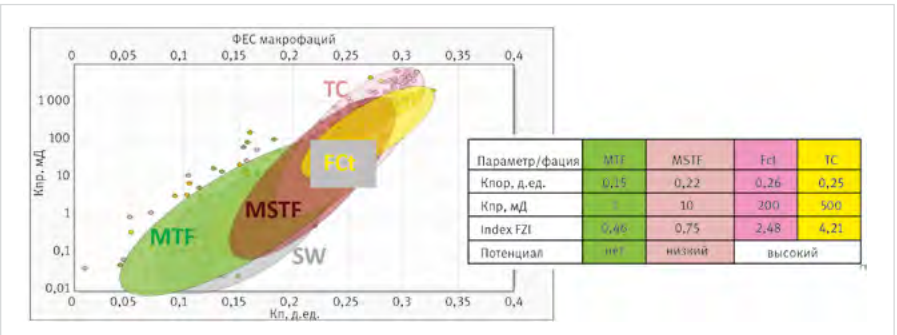


Рис. 6. Характеристика ФЕС макрофаций
Fig. 6. Characteristics of FES macrofacies

Оценка перспективности фаций

В анализе ФЕС использованы данные по девяти скважинам (тысяча образцов керна) Берегового и шести скважин (тысяча двести тридцать образцов керна) Хадырьяхинского месторождений, дополнительно был выполнен оценочный расчет индикатора FZI для каждой фации.

Гидравлическая единица потока (FZI/ Flow zone indicator) — это уникальный параметр, который определяется как «представительный элементарный объем породы, внутри которого геологические и петрофизические свойства, влияющие на течение жидкости, взаимно согласованы и предсказуемо отличные от свойств других пород» (Мангазеев, 2006), [3]. Суть метода заключается в объединении пород с близкими характеристиками порового пространства и физико-химических свойств в одну единицу FZI, которая подчеркивает структуру, неоднородность ФЕС, связь с литологическими, петрофизическими и фациальными особенностями пластов. Расчет индикатора FZI выполняется по формуле (1) и характеризует средний гидравлический радиус поровых каналов:

$$FZI = \frac{0{,}0314 \times (1-\phi) \times \sqrt{\kappa / \phi}}{\phi}, \quad (1)$$

где ϕ — пористость (д.е); κ — проницаемость (мД).

Фации болот (SW) и глинистых отмелей (MTF) по всем пластам содержат не более 3–5 % коллектора, представленного алевролитами с худшими ФЕС, значения индикатора FZI не достигает 0,5, и поэтому отнесены к бесперспективным. Фация смешанных отмелей ($MSTF$) содержит разный объем коллектора —36 %, 33 %, 45 % соответственно по пластам ПК19-1 ПК19-2, ПК20. Содержание алевролитов для фации варьирует от 60 до 70 %, а среднее значения индикатора не достигает единицы (FZI = 0,75), поэтому данная фация относится к низкоперспективной (табл. 2, рис. 6).

Лучшими ФЕС обладают фации русел (FCt) и каналов (TC), содержащие большую долю коллектора — от 63 % (ПК19-1) до 75 % (ПК19-2, ПК20), который наполовину представлен песчаниками. Поэтому данные фации отнесены к группе высокоперспективных. Важно отметить, что с позиции FZI наиболее привлекательной является фация TC (FZI = 4,21), поскольку формирование комплекса отложений каналов происходило в более активной гидродинамической среде в условиях приливно-отливной равнины. Ей немного уступает фация речных

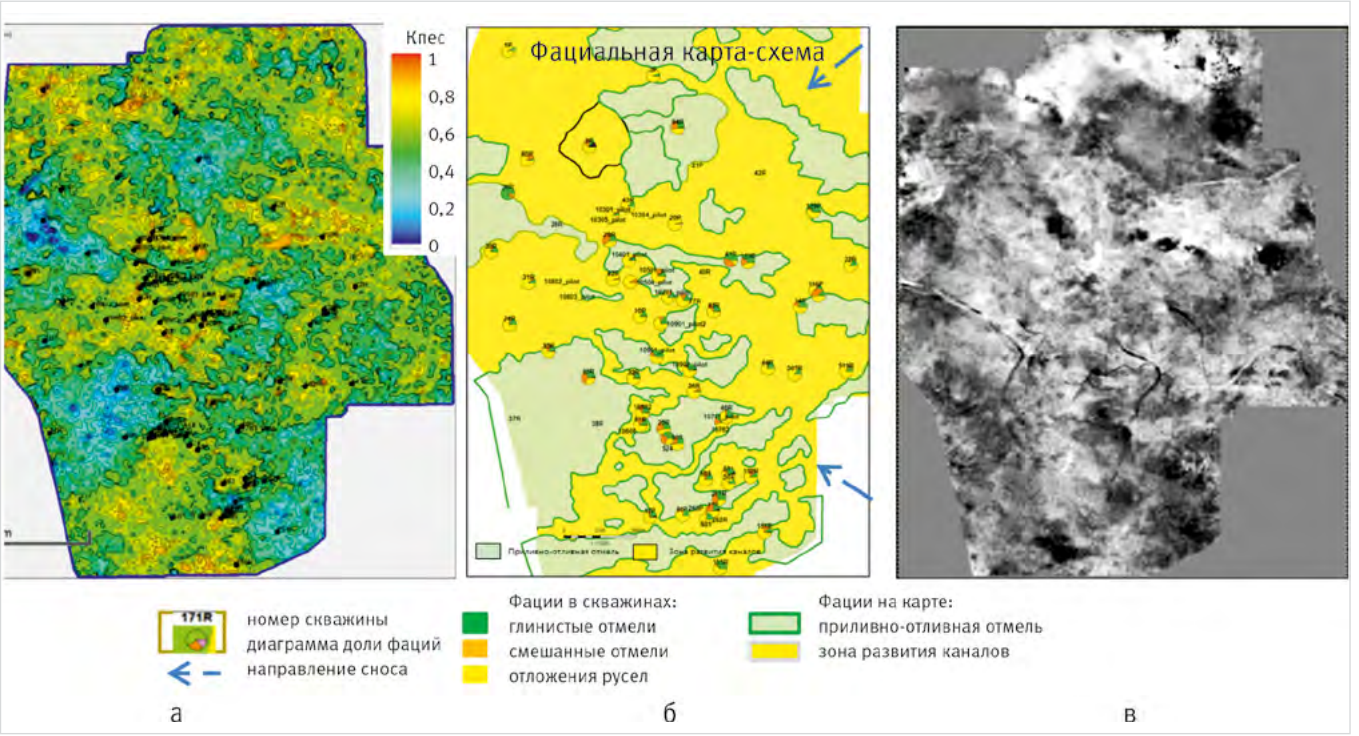


Рис. 7. Характеристика пласта ПК20. а — Прогнозная карта Кпесч /2019 г.; б — фациальная карта-схема /2022 г.; в — срез куба амплитуд сейсмической записи в низах покурской свиты, ТННЦ 2019 г.
Fig. 7. Characteristics of the PK20 formation. a – Forecast map of the Kpesch /2019; б – facies schematic map / 2022; в – slice of the cube of seismic recording amplitudes at the bottom of the Pokur formation, TNSC 2019

русел FCt (FZI = 2,48), отложения которых формировались за счет преобладания деятельности речных систем.

Таким образом, с позиции литолого-петрофизических параметров пласты ПК19-1 и ПК19-2 характеризуются схожими ФЕС, чуть лучше является пласт ПК19-1 за счет повышенного содержания доли каналов до 30 %. Существенно отличается пласт ПК20. В данном пласте наибольшую долю коллектора 76 % содержит фация русел (FCt), при этом коллектор представлен самыми лучшими ПТ — ср-кр/з песчаниками, содержание которых достигает 75 %, содержание алевролитов не превышает 25 %.

Далее был выполнен обзор предшествующих работ 2015–2020 гг в области прогноза свойств резервуара, который позволил отметить следующее. Анализ связи сейсмических атрибутов с Нэфф и Кпес для пластов ПК19-20 не выявил устойчивых зависимостей. НО, в результате петроупругого моделирования было выявлено, что в масштабе ГИС отложения мощных газонасыщенных интервалов пластов ПК19-20 разделяются в полях упругих параметров как по литологии, так и по насыщению, после чего была выполнена детерминистическая синхронная инверсия сейсмических данных.

Для литологического разделения групп «коллектор», «неколлектор» и «уголь» были использованы кубы P-/ S-импеданса, соотношения скоростей Vp/Vs, однако по результатам инверсии литологического разделения практически не наблюдалось. Связано это с тем, что упругие свойства литотипов «коллектор» и «неколлектор» близки, а мощность пропластков угля настолько мала, что находится за пределами вертикальной разрешённости сейсмических данных. С вероятностью более 80 % коллектора выделялись только в интервале пласта ПК20, поскольку они имеют большую мощность, нежели вышележащие пласты. Прогнозная карта Кпес пласта ПК20 на качественном уровне имеет хорошую сходимость с картой — схемой фациальных обстановок, которая выполнена по результатам седиментологического анализа по скважинам (рис. 7а, б). Одновременно можно отметить сложность в интерпретации данных спектральной декомпозиции и сейсмических атрибутах, где в интервале продуктивных пластов выделяется множество динамических аномалий, идентификация которых затруднена (рис. 7, в).

Поскольку прогноз Нэфф по сейсмическим атрибутам невозможен, а детерминистическая синхронная инверсия также не позволила получить прогноз свойств резервуара, было принято решение выполнить геостатистическую сейсмическую инверсию для прогноза фаций.

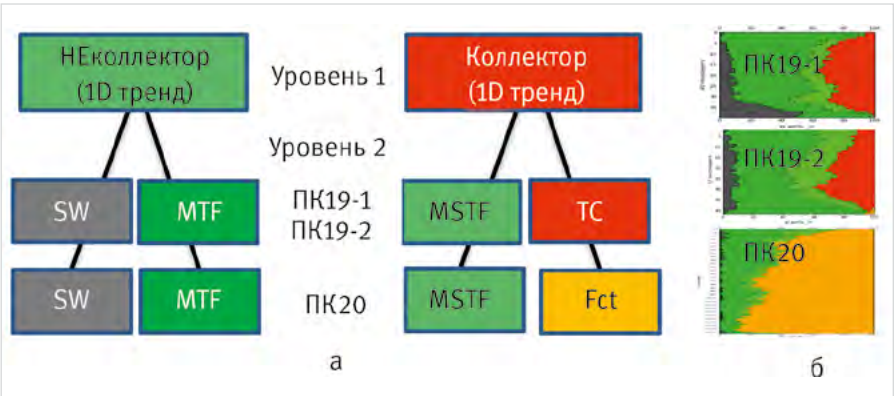


Рис. 8. Создание статистической модели: а — выделение уровней (Гайфулина Е.Ф., (...); б — ГСР — геолого-статистический разрез пластов ПК19-20
Fig. 8. Creation of a statistical model: a – allocation of levels (Gayfulina E.F., (...); б – GSR – geological and statistical section of the PK19-20 strata

Результаты исследования

Фации, выделенные по керну, были распространены на весь пробуренный фонд скважин с учетом электрокаротажной характеристики разреза. На основе комплексных данных керна и ГИС были сформированы модели осадконакопления и фациальные карты-схемы по каждому пласту ПК19-1, ПК19-2, ПК20. Вышеописанные результаты седиментологических и литолого-петрографических исследований легли в основу статистической априорной модели для выполнения стохастической инверсии с целью прогноза параметров пластов ПК19-20. Основная идея модели заключалась в создании двухуровневой классификации, где на уровне 1 всё цифровое множество было разделено на 2 условные класса: коллектор и НЕ коллектор (рис. 8а).

На уровне 2 бесперспективные фации болот SW и глинистых отмелей MTF были отнесены в группу НЕколлектора, несмотря

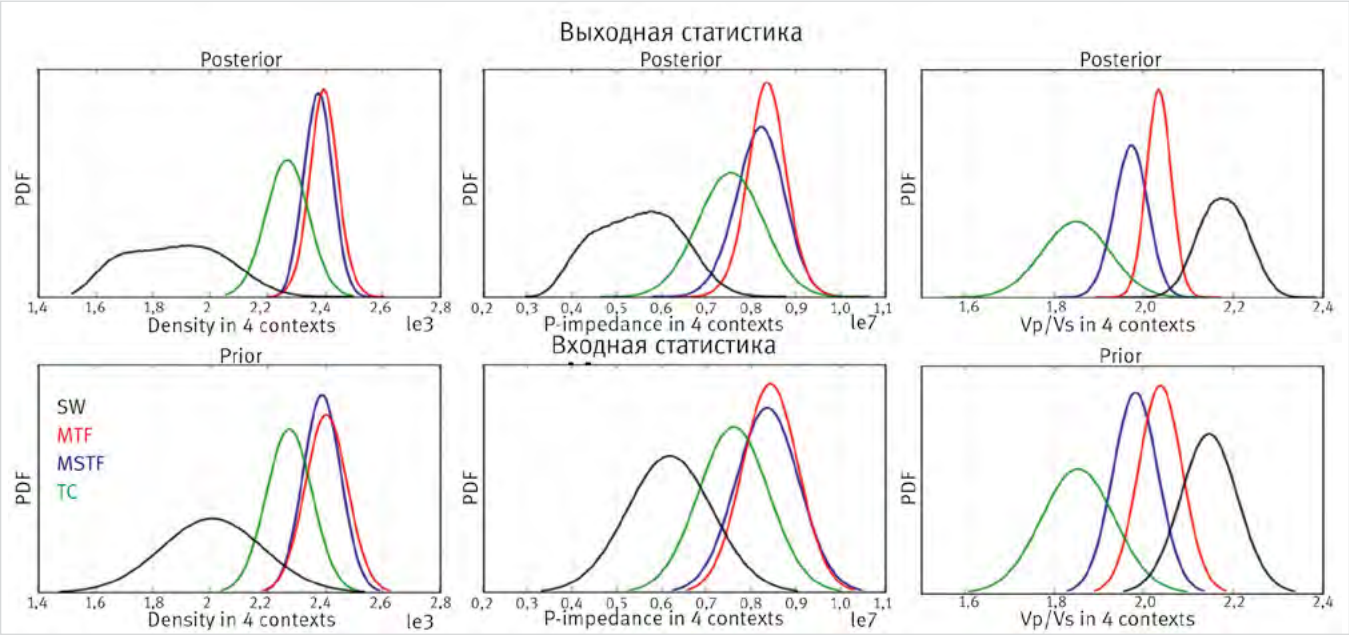


Рис. 9. Статистический анализ данных выделения фаций по результатам инверсии (ПК19-2)
Fig. 9. Statistical analysis of facies allocation data based on inversion results (PK19-2)

на содержание в них 4–5 % коллекторов алевролитового состава. В группу коллектора были отнесены низко перспективные (MSTF) и высокоперспективные (FCt/ TC) фации, несмотря на разное соотношение в них долей коллектора и неколлектора. Наибольшую долю коллектора до 75 % содержат фации русел и каналов, фация смешанных отмелей содержит от 33 % (ПК19-2) до 45 % (ПК20) коллектора (табл. 2).

Настройка вертикальных трендов была выполнена по данным 71 скважины, по данным ГСР наблюдается отчетливый тренд увеличения песчанистости вниз по разрезу (рис. 8, б). Функции плотности вероятности построены по 13 скважинам, где выполнено петроупругое моделирование (ПУМ) [4]. В процессе работ получили хорошее совпадение входной (априорной) статистики по скважинам с выходной (апостериорной), полученной в результате стохастической инверсии. Фации глинистой (MTF) и смешанной (MSTF) отмелей, в которых содержится большой объем алевролитов со схожими свойствам, не разделяются в полях упругих параметров (Р-импеданс, соотношения скоростей Vp/Vs, плотность). Коэффициенты корреляции мощностей фаций с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии в точках скважин не превышают 0,4. Прогноз указанных фаций по данным стохастической инверсии невозможен (табл. 2). В качестве примера приводиться сопоставление входной и выходной статистики для пласта ПК19-2 (рис. 9).

Анализ проведенных работ выявил значимые корреляционные связи упругих параметров с толщиной фаций по скважинам. Значения КК варьируют от 0,54 до 0,73 для отдельных фаций для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20. Наиболее значимые связи выделены * в табл. 2, отмеченные зависимости были использованы для расчета 2D и 3D фациальных трендов и последующего применения в геологическом моделировании.

Следует отметить, что наиболее значимые КК получены для фаций с высокими значениями индикатора FZI до 2,48 (FCt) и 4,21 (TC), коллектора которых сформированы в активной гидродинамической среде с преобладанием песчаников. Низкие КК получены для фаций глинистых и смешанных отмелей, в составе которых преобладают алевролиты с ухудшенными ФЕС. Исключение составляет пласт ПК19-2, где для фации глинистой отмели MTF КК составил 0,53.

Важно подчеркнуть, что геостатистическая инверсия выполнена в глубинной области на трехмерной стратиграфической сетке, которая в последующем использовалась для построения трехмерной геологической модели, упрощая процесс передачи результатов инверсии в 3D-модель.

В завершении работ была построена трёхмерная фациальная геологическая модель пласта ПК19-20 Берегового месторождения. Структурная модель пласта включает 3 зоны моделирования, соответствующие трем выделенным пластам ПК19-1, ПК19-2, ПК20. С целью учета распространения фациальных тел при моделировании куба фаций был использован 2D тренд, полученный по данным инверсии, а фациальный куб явился основой распределения петротипов.

Итоги

- По результатам седиментологического описания керна в разрезе пластов ПК19-20 были определены фации, объединенные в пять укрупненных групп, различающихся по ФЕС и значениям индикатора FZI.
- На основе стандартных, капилляро-метрических и гранулометрических

Табл. 2. Геолого-статистическая характеристика фаций по пластам
Tab. 2. Geological and statistical characteristics of facies by strata

Пласт/ фация	SW		MTF		SW+ MTF	MSTF		TC		FCt	TC+ MSTF	FCt+ MSTF
Пара метры	К/НК П/Ал	КК	К/НК П/Ал	КК	КК	К/НК П/Ал	КК	К/НК П/Ал	КК	К/НК П/Ал	КК	КК
ПК19-1	4 / 96 0,5/ 8	‹ 0,4	4/ 96 2 / 58	‹ 0,4	‹ 0,4	36/ 64 12 / 60	‹0,4	63 / 37 40 / 44	0,65*		0,73*	
ПК19-2	4/ 96 4 / 37		4/ 96 4/ 61	0,53	0,65*	33/ 67 8/ 67		74 / 26 45 / 44	0,66*		0,63*	
ПК20	3/ 97 3/ 17		5/ 95 2/ 60	0,4	0,4	45/ 55 14/ 70				75/ 25 67 /22		0,60*

* Сейсмический тренд использован в 3D геологическом моделировании
КК — коэффициент корреляции мощностей фаций с прогнозными значениями по результатам стохастической инверсии в точках скважин; К/НК — доли коллектора/НЕ коллектора; П/Ал — доля петротипов песчаник/алевролит.

исследований керна и кривых ГИС было выделено двадцать пять литологических разностей, которые были объединены в семь ПТ, включая четыре ПТ коллектора и три ПТ неколлектора. Объединенный петротип алевролитов одновременно может относиться как к коллектору, так и неколлектору.

- Анализ проведенных работ выявил корреляционные связи фаций с упругими параметрами для пластов ПК19-1, ПК19-2, ПК20 с разными КК.
- Установлены уверенные связи толщин фаций приливно-отливных канало (ТС) и речных русел (FCt) с упругими параметрами для всех пластов;
- Фации глинистой (MTF) и смешанной (MSTF) отмелей, в которых содержится большой объем алевролитов со схожими ФЕС не разделяются в полях упругих параметров (P-импеданс, Vp/Vs, плотность), КК не достигают значения 0,4. Прогноз данных фаций по данным стохастической инверсии невозможен. Исключение составляет фация MTF пласта ПК19-2 с КК = 0,53, возможно связанное с высокой долей содержания (до 60 %) данной фации в объеме пласта.
- По результатам работ были подготовлены тренды 2D и 3D для использования в геологическом моделировании пластов ПК19-20 Берегового ЛУ.

Выводы

Дальнейшее развитие направления, связанное с прогнозом фациальных обстановок на основе стохастической инверсии, рекомендуется ориентировать на особенности литолого-петрофизического строения изучаемых пластов, которые напрямую отображают их гидравлическую характеристику (FZI). Выполненные исследования позволили проинтерпретировать результаты стохастической инверсии сейсмических данных и установить взаимосвязь упругих параметров с литолого-петрофизическими и фациальными особенностями строения пластов. Геостатистическая инверсия является ключом к прогнозу параметров в межскважинном пространстве для неоднородных коллекторов и позволяет использовать полученные результаты в виде 2D и 3D трендов при геологическом моделировании, что повышает эффективность как поисково-разведочного, так и эксплуатационного бурения. Вышеописанные подходы рекомендуется использовать для изучения и прогноза терригенных неоднородных отложений на других месторождениях Компании.

Литература

1. Горбунов П.А., Лебедев М.В., Яневиц Р.Б., Фищенко А.Н., Дорохов А.Р., Абрашов В.Н. Тектоническая история развития Берегового месторождения в свете новых геолого-геофизических данных (история формирования структурных планов продуктивных отложений) // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 5. С. 17–20.
2. Грищенко М.А. Алгоритм работы и создание 1D фациальной модели по данным керна и ГИС продуктивных пластов в меловом и юрском нефтегазоносных комплексах Западной Сибири // Экспозиция нефти и газа. 2022. № 8. С. 22–28.
3. Фролова Е.В. Выделение гидравлических единиц потока — ключевое направление для классификации терригенных коллекторов (на примере одного из месторождений Западной Сибири // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 2. С.25–31.
4. Гайфулина Е.Ф., Решетников А.А., Швыдкой В.С., Дорохов А.Р. Стохастическая инверсия для включения сейсмических данных в трехмерное моделирование // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 8. С. 16–21.

ENGLISH

Results

- Based on the results of the sedimentological description of the core in the cross-section of the PK19-20 zones, facies were determined, combined into 5 enlarged groups, differing in terms of reservoir properties and FZI indicator values.
- Based on standard, capillary and particle size analyses of the core and log curves, 25 lithological differences were identified, which were combined into 7 PTs, including 4 PTs of the reservoir and 3 PTs of the non-reservoir. The combined petrotype of siltstones can simultaneously refer to both a collector and a non-collector.
- Analysis of the work performed revealed correlation of facies with elastic parameters for PK19-1, PK19-2, PK20 reservoirs with different QCs.
- The thickness of tidal channel facies (TC) and river channel facies (FCt) are well connected with elastic parameters for all zones;
- Clay facies (MTF) and mixed (MSTF) shallows, which contain a large volume of siltstones with similar properties, do not separate in elastic parameter fields (P impedance, Vp/Vs, density), QC do not reach 0,4. Facies data cannot be predicted by stochastic inversion. The exception is the MTF facies of Zone PK19-2 with QC = 0,53, possibly associated with a high fraction (up to 60 %) of this facies in the reservoir volume.
- Based on the results of the work, 2D and 3D trends were prepared for use in geological modeling of formations PK19-20 the Beregovoe LN.

Conclusions

The further development of the direction related to the forecast of facies based on stochastic inversion is recommended to focus on the features of the lithological and petrophysical structure of the studied reservoirs, which directly reflect their hydraulic characteristic (FZI). The studies performed made it possible to interpret the results of stochastic inversion of seismic data and establish the relationship of elastic parameters with lithological-petrophysical and facies features of the formation structure. Geostatistical inversion is certainly the key to predicting inter-well parameters for heterogeneous reservoirs and allows using the obtained results in the form of 2D and 3D trends in geological modeling, which increases the efficiency of both exploration and production drilling. It is recommended to use the above approaches to study and predict terrigenous heterogeneous deposits in other fields of the Company.

References

1. Gorbunov P.A., Lebedev M.V., Yanevits RB, Fischenko A.N., Dorokhov A.R., Abrashov V.N. Tectonic History of Development of the Onshore Field in the Light of New Geological and Geophysical Data (History of Formation of Structural Plans of Productive Deposits). Exposition Oil Gas, 2021, issue 5, P. 17–20. (In Russ).
2. Grishchenko M.A. Algorithm for operation and creation of 1D facies model based on core data and well logs of productive formations in the cretaceous and jurassic oil and gas reservoirs of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 22–28. (In Russ).
3. E.V. Frolova. Isolation of hydraulic flow units - key direction for classification of terrigenous reservoirs (on the example of one of the fields in Western Siberia). PNIPU Bulletin. Geology. Oil and gas and mining. 2012.№2. Page 25-31. (In Russ)
4. Gaifulina E.F., Reshetnikov A.A., Shvydkoy V.S., Dorokhov A.R. Stochastic inversion for inclusion of seismic data in 3D modeling. Exposition Oil Gas, 2022, issue 8, P. 16–21. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Решетников Артем Александрович, менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Grishchenko Marina Afanasyevna, candidate of technical sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Reshetnikov Artem Aleksandrovich, manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

инновации БИПРОН

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-38-43 УДК 553.98 I Научная статья

Оперативное построение фациальной схемы ачимовских отложений для целей сопровождения бурения

Арапов В.О.[1,2], **Гейст И.В.**[1], **Пухарев В.А.**[1]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]Институт горного дела Уральского отделения РАН, Екатеринбург, Россия
ivgeyst@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В работе рассмотрены результаты по оперативному построению фациальной схемы ачимовских отложений на территории юга Тюменской области при сопровождении эксплуатационного бурения, с использованием результатов интерпретации сейсморазведки и скважинных данных. В процессе работы были выделены и подтверждены пилотным бурением новые перспективные области для дополнительного фонда скважин.

Материалы и методы
В рамках работы проведен анализ геологического строения изучаемого участка, выполнена детальная корреляция отложений по данным ГИС и сейсморазведки, определены фациальные особенности пласта с выделением электрофаций по методике В.С. Муромцева, проанализированы динамические и кинематические сейсмические атрибуты и слайсы с последующей увязкой со скважинными данными. При помощи комплексирования данных ГИС и сейсморазведки построена фациальная схема ачимовских отложений.

Ключевые слова
фациальный анализ, сейсмические атрибуты, геологическая модель

Для цитирования
Арапов В.О., Гейст И.В., Пухарев В.А. Оперативное построение фациальной схемы ачимовских отложений для целей сопровождения бурения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 38–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-38-43

Поступила в редакцию: 31.08.2023

UDC 553.98 I Original Paper

Operational construction of the facies scheme of the Achimov deposits for the purposes of supporting production drilling

Arapov V.O.[1,2], **Geist I.V.**[1], **Puharev V.A.**[1]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]Institute of mining of the Ural branch of the Russian academy of sciences, Ekaterinburg, Russia
ivgeyst@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The paper considers the results of the operational construction of the facies scheme of the Achimov deposits in the south of the Tyumen region, accompanied by operational drilling, using the results of interpretation of seismic exploration and well data. In the process of the work, new promising areas for an additional well fund were identified and confirmed by pilot drilling.

Materials and methods
As part of the work, an analysis of the geological structure of the studied area was carried out, a detailed correlation of sediments was performed according to well and seismic data, facies features of the formation were determined with the allocation of electrofacies according to the Muromtsev V.S. method, dynamic and kinematic seismic attributes and slices were analyzed, followed by linking with well data. A facies scheme of the Achimov deposits was constructed using the integration of well and seismic data.

Keywords
facies analysis, seismic attributes, geological model

For citation
Arapov V.O., Geist I.V., Puharev V.A. Operational construction of the facies scheme of the Achimov deposits for the purposes of supporting production drilling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 38–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-38-43

Received: 31.08.2023

Введение

В последние годы в структуре мировых запасов нефти увеличивается доля трудноизвлекаемых. Это связано не только с открытием новых месторождений со «сложными» запасами и с совершенствованием технологий поиска и добычи, но и с истощением «легких» запасов [1].

Рассматриваемые ачимовские отложения Западной Сибири относятся к трудноизвлекаемым и представлены чередованием низкопроницаемых песчаников и глин. Ачимовские отложения характеризуются неоднородностью, прерывистостью и расчлененностью высокой степени.

На текущий момент в ачимовской толще открыто более 180 месторождений нефти, газа и конденсата, и только 5 % из них находится в стадии разработки [2]. Недостаточная изученность данных отложений является актуальным стимулом для изучения строения и условий формирований этих отложений [3].

Для успешного бурения скважин и освоения залежей данного типа необходимо более детально подходить к вопросу геологического описания месторождения.

Оперативное построение фациальных схем является одним из методов детализации геологического строения месторождений при ограниченном количестве исходной информации и времени для принятия решений. Данный метод позволяет определить условия осадконакопления на территории месторождения и седиментологические особенности строения изучаемых пластов с выделением перспективных зон под дальнейшие цели эксплуатационного бурения.

На исследуемом месторождении геологическая модель целевого объекта была построена по результатам комплексной интерпретации сейсмических данных 3D, при использовании только разведочных скважин.

Цель данной работы — повышение качества геологической модели за счет создания фациальной схемы на основе комплексирования скважинных данных и 3D-сейсморазведки для задач сопровождения эксплуатационного бурения.

Геологическое строение

Исследуемый участок расположен в юго-западной части Западно-Сибирской плиты и, согласно схематической карте «Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты» (Сурков В.С., 1981), приурочен к структуре I порядка Верхне-Демьянского мегантиклинория.

В геологическом разрезе на изучаемой территории выделяется три тектоно-формационных этажа: палеозойский складчатый фундамент, промежуточный структурный комплекс пермско-триасового возраста (развит не повсеместно) и мезозойско-кайнозойский платформенный осадочный чехол [4]. Установленная нефтеносность на месторождении связана со среднеюрскими отложениями тюменской свиты и неокомскими пластами [5]. При палеоструктурном анализе установлено, что все структуры месторождения являются структурами древнего заложения [6].

Целевой пласт БС9(2)ач относится к усть-балыкской свите (рис. 2), имеет неоднородное строение по площади и характеризуется резкой изменчивостью литологического состава и ФЕС, связанной с особенностями клиноформного строения пласта.

Бурение первых эксплуатационных скважин на рассматриваемом участке показало, что геологическое строение целевого пласта БС9(2)ач значительно сложнее относительно первоначальных представлений. Для решения текущих задач, связанных с подтверждаемостью геологического строения и планированием эксплуатационного бурения, принято решение о построении фациальной схемы и последующем ее учете в геологической модели. Для дальнейшего построения фациальной схемы был проведен повторный анализ данных скважин и сейсморазведочных работ с учетом результатов бурения и запусков новых скважин.

Этапность выполнения работ

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

Фациальная схема входит в состав комплексной геологической модели, в связи с этим часть этапов по созданию данной модели схожа с этапами создания геологической модели. Количество этапов зависит от цели построения литофациальной схемы и количества исходных данных.

В текущей работе основная цель построения схемы — это детализация геологической модели для размещения эксплуатационного фонда, детальность в данном случае будет контролироваться исходными данными. Изучаемая площадь неравномерно разбурена 24 разведочными скважинами, при этом керновый материал отобран только в 70 % из них. Для седиментологического описания разреза в скважинах с отсутствием кернового материала и в новом эксплуатационном фонде была применена методика выделения электрофаций по данным ГИС [4]. В основе данной методики лежит принцип связи между меняющимися гидродинамическими режимами осадконакопления, размерами зерен породы и типами фаций.

Методика построения лито-фациальной схемы включает в себя следующие этапы:

- детальная корреляция по данным ГИС и сейсморазведки;
- определение фациальных особенностей пласта, выделение электрофаций по кривым ГИС с использованием методики В.С. Муромцева [4] и закона Головкинского-Иностранцева-Вальтера;
- анализ динамических и кинематических сейсмических атрибутов и слайсов с последующей увязкой со скважинными данными;
- в завершение выделение границы палеотел и построение литофациальной схемы.

Отложения исследуемого интервала

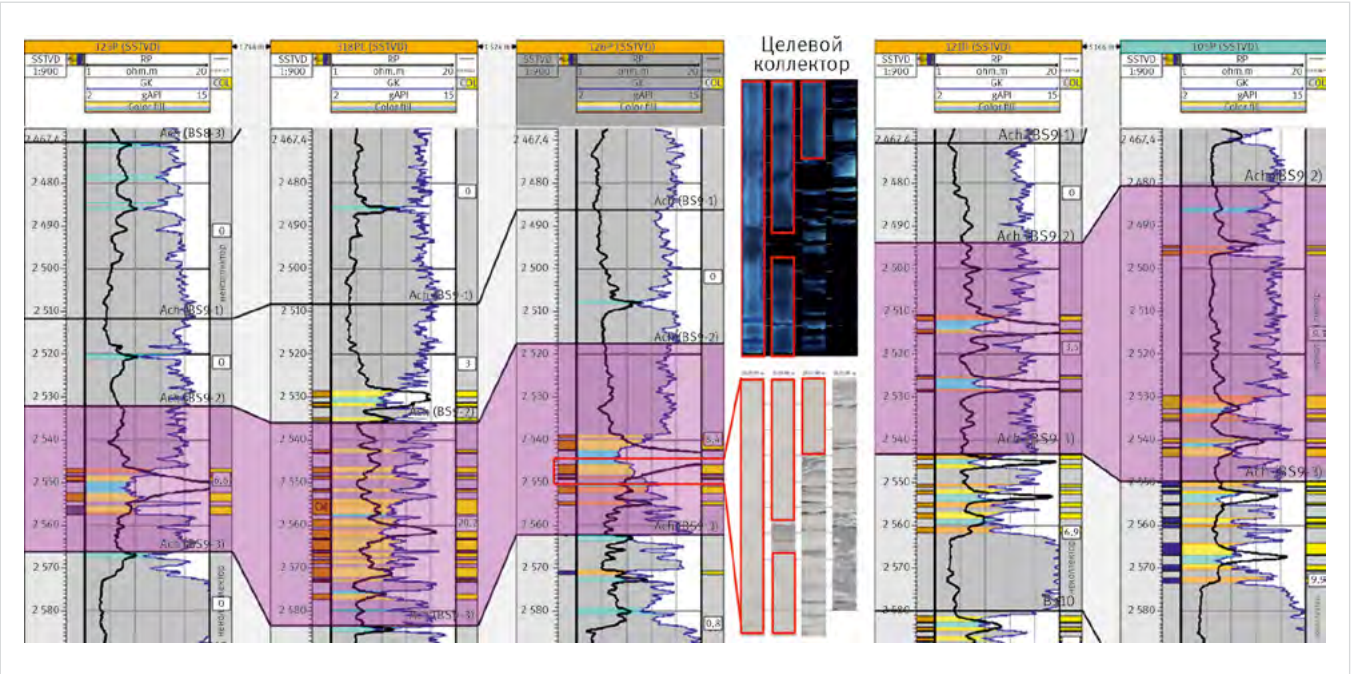


Рис. 1. Схема корреляции по скважинам
Fig. 1. Well correlation scheme

входят в состав сейсмостратиграфического комплекса БС(9). Кровлей комплекса является отражающий горизонт НБС9. На востоке он сопоставляется с кровлей шельфовой части клиноциклита, на изучаемой территории относится к склоновой части клиноформы.

На этапе корреляции по всем имеющимся скважинам были выделены границы пласта БС9(2)ач. Трудности геологической корреляции таких пластов связаны с их геологической неоднородностью, которая зависит от скорости потоков, источников сноса, его удаленности и т.д.

Выделение границ пласта проводилось с использованием сейсмических разрезов и скважинных данных, подошва пласта соответствует реперным плотным породам, кровля пласта выделяется под выдержанными слабоконтрастными глинами. На рисунке 1 проиллюстрирован пример геологической корреляции целевого пласта по скважинным данным. Целевой коллектор приурочен к проксимальным отложениям конуса выноса (отмечен красным, рис. 1) [7].

На следующем этапе при анализе исходных данных удалось установить, что с точки зрения условий осадконакопления отложения пласта БС9(2)ач формировались в период падения относительного уровня моря, когда мелководный шельф осушается, а в его пределах формируются врезанные долины, по которым обломочный материал транспортируется в глубоководные участки морского бассейна, формируя подводные конусы выноса. Седиментация такого типа фациальных тел происходила за счет лавинного сноса терригенного материала с поверхности осушаемого шельфа к подножию подводного склона [8].

Существуют разнообразные классификации зон осадконакопления в глубоководных конусах выноса, в которых общим является выделение каньонов, внутреннего, среднего и внешнего конусов выноса (рис. 2) [9]. Дифференциация данных зон в разрезе возможна при помощи данных ГИС и керна, а для определения их латеральных границ палеотел необходимо использовать динамический анализ данных сейсморазведки.

Для седиментологического описания разреза в скважинах с отсутствием кернового материала и в новом эксплуатационном фонде была применена методика выделения электрофаций по данным ГИС [4]. В основе данной методики лежит принцип связи между меняющимися гидродинамическими режимами осадконакопления, размерами зерен породы и типами фаций.

По керну и кривым ГИС на рассматриваемой территории были установлены условия осадконакопления и выделены основные фации, включающие в себя фации проксимальных/средних/дистальных конусов выноса, фации глубоководных каналов/каньонов, фации глубоководных глинистых отложений дна морского бассейна, фации отложений склона и фации глинистых отложений морского мелководья.

На этапе динамического анализа сейсмических атрибутов были определены латеральные границы палеобъектов. Наиболее информативным инструментом при определении границ объектов на исследуемом участке оказался сейсмический слайс по амплитудному кубу, полученный в середине интервала пласта БС9(2)ач, но в работе также были использованы слайсы с кубов спектральной декомпозиции, RMS-амплитуд и относительного акустического импеданса.

Наличие конусов выноса в пласте БС9(2)ач подтверждается сейсмическими данными. На сейсмическом слайсе по амплитудному кубу (рис. 3) выделяется много различных по контрастности фациальных зон, которые по характерной форме сопоставляются с палеоканалами и конусами выноса. Осложняющий фактор на северо-западе месторождения — развитие аномальной баженовской свиты. Данная зона не пересекается с областью эксплуатационного бурения, но аномалия в этой зоне затрудняет геологическую интерпретацию сейсмических материалов [9].

Построение фациальной концептуальной схемы

В результате комплексного анализа сейсмических и скважинных данных на финальном этапе была построена фациальная схема пласта БС9(2)ач (рис. 5).

В основу схемы вошли шесть фаций:

1. Глубоководный каньон/канал — соответствует фации разрывных течений по классификации В.С. Муромцева [4], по классификации Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи [9] относится к фации каньона (рис. 2, индекс С).
2. Проксимальные отложения конусов выноса — соответствуют фации головной части конусов выноса по классификации В.С. Муромцева [4], по классификации Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи [9] относится к фации внутреннего конуса (рис. 2, индекс C_1).
3. Средние/дистальные отложения конусов выноса — соответствуют фации основной части конусов выноса по классификации В.С. Муромцева [4], по классификации Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи [9] относится к фации среднего и внешнего конуса (рис. 2, индексы C_2 и C_3).
4. Зона замещения коллектора, представленная глубоководными глинистыми отложениями дна морского бассейна, — соответствует фации открытого моря по классификации В.С. Муромцева [4], по классификации Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи [9] относится к фации равнины дна бассейна (рис. 2, индекс D).
5. Отложения склона — соответствуют фациям верхнего и нижнего склона по классификации Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи [9] (рис. 2, индексы B_1 и B_2).
6. Глинистые отложения фаций морского мелководья — соответствуют фации шельфа по классификации Е. Мутти и Ф. Ричи Люччи [9] (рис. 2, индекс А).

В пределах площади, на сейсмических слайсах (рис. 3) отчетливо просматриваются распределительные каналы. Такие объекты прорезают склоновые части пласта и являются путями транспортировки осадочного материала [8]. Отложения данной фации представлены грубо- и среднезернистым песчаником с глинисто-карбонатным и карбонатным (кальцитовым) цементом, с конволютной слоистостью и блюдцеобразной текстурой [10]. Электрометрическая модель представляет собой аномалию кривой ПС, расположенную в зоне отрицательных значений и имеющую вид четырехугольника [4].

На сейсмических слайсах врезанные аномалии, приуроченные к данной фации, прослеживаются вдоль склона до его подножья. Каналы имеют извилистую шнурковообразную форму длиной десятки километров и шириной от 100 м у бровки шельфа и до 1 000 м у подножья склона.

Перспективными, с точки зрения эксплуатационного бурения, являются конусы выноса, которые выделяются аномалиями на амплитудных слайсах. Каждый конус выноса может обладать своими свойствами и особенностями, а также неоднородностью строения, которое связано с особенностями условий седиментации в той или иной части площади [11].

Проксимальные, средние и дистальные отложения конусов выноса разделялись по следующим признакам: наличие границ

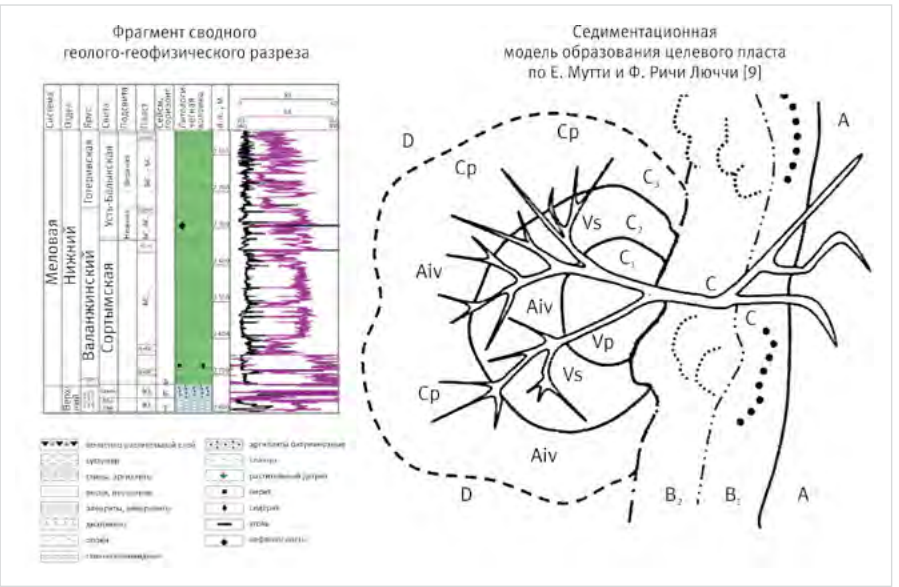


Рис. 2. Геологическая характеристика месторождения: А — шельф; B_1 — верхний склон; B_2 — нижний склон; C_1 — внутренний (проксимальный) конус; C_2 — средний конус; C_3 — внешний (дистальный) конус; D — равнина дна бассейна; С — каньон; Vp — основные долины; Vs — вторичные долины; Cp — периферийные каналы; Aiv — области между долинами

Fig. 2. Geological characteristics of the field: A – shelf; B_1 – upper slope; B_2 – lower slope; C_1 – inner (proximal) fan; C_2 – middle fan; C_3 – outer (distal) fan; D – basin bottom plain; C – canyon; Vp – main valleys; Vs – secondary valleys; Cp – peripheral channels; Aiv – areas between valleys

аномалий на сейсмическом слайде (рис. 3), удаленность от источника сноса осадочного материала, т.е. от склоновой части и глубоководных каналов, форма кривых ГИС и эффективные толщины коллектора, а также фильтрационно-емкостные свойства коллекторов.

Проксимальные отложения конусов выноса на исследуемой площади представлены массивными средне- и мелкозернистыми однородными песчаниками. Данные отложения формируются высокоплотными потоками у подножья склона в непосредственной близости от питающих каналов. Электрометрическая модель представляет собой аномалию кривой ПС, расположенную в зоне отрицательных значений и имеющую вид равнобедренного треугольника [4] (рис. 4). На сейсмических слайсах данные отложения выделяются площадными аномалиями и расположены в непосредственной близости от подножья склона. На исследуемой площади проксимальные конусы выноса достигают 14 км в ширину и 11 км в длину.

Средние/дистальные отложения конусов выноса представлены переслаиванием средне- и мелкозернистых песчаников с градационной слоистостью и алевролитов. Отложения фации формируются между дном морского бассейна и проксимальными отложениями конусов выноса. Электрометрическая модель схожа с моделью проксимальных отложений (рис. 4), за исключением повышенной расчлененности и пониженной песчанистости разреза [4].

Фации неколлектора включают в себя глубоководные глинистые отложения дна морского бассейна, отложения склона и глинистые отложения фаций морского мелководья. Данные фации преимущественно представлены глинами и глинистыми алевролитами. Дифференциация данных фаций производилась при помощи карт временных толщин и спектральной декомпозиции. Граница отложений склона в районе подножья характеризуется сокращением мощности на карте временных толщин, а в районе бровки шельфа — увеличением мощности.

Наиболее перспективными из всех выделенных фаций являются проксимальные отложения конусов выноса, так как соответствуют зонам наилучших коллекторских свойств.

По итогам выполненной работы была рекомендована к бурению опережающая скважина 334PL. Бурение данной скважины подтвердило корректность построенной концептуальной схемы и наличие перспектив для нового эксплуатационного бурения. Вскрытый разрез сопоставим с разрезом в районе основного бурения, по результатам анализа формы кривых ГИС подтвердилась фация проксимальных отложений конусов выноса [9], а также эффективные толщины коллектора соответствуют плановым значениям (рис. 6).

По факту бурения скважины 334PL запланированы дополнительные четыре горизонтальные скважины с использованием технологии многостадийного гидроразрыва пласта. Бурение скважин позволит увеличить накопленную добычу на 3 %, при этом расчетный режим работы скважин аналогичен скважинам в районе основного бурения.

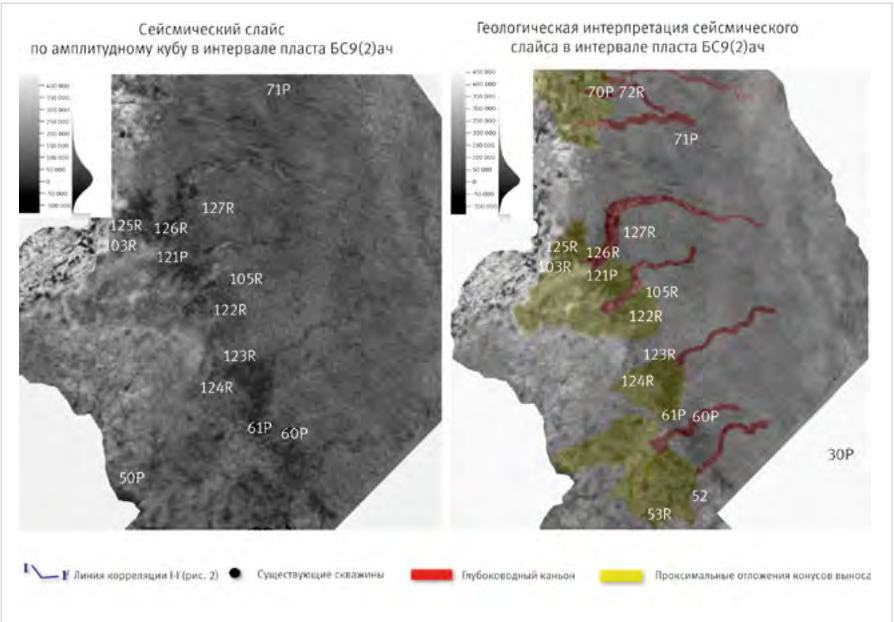


Рис. 3. Интерпретация сейсмических данных
Fig. 3. Interpretation of seismic data

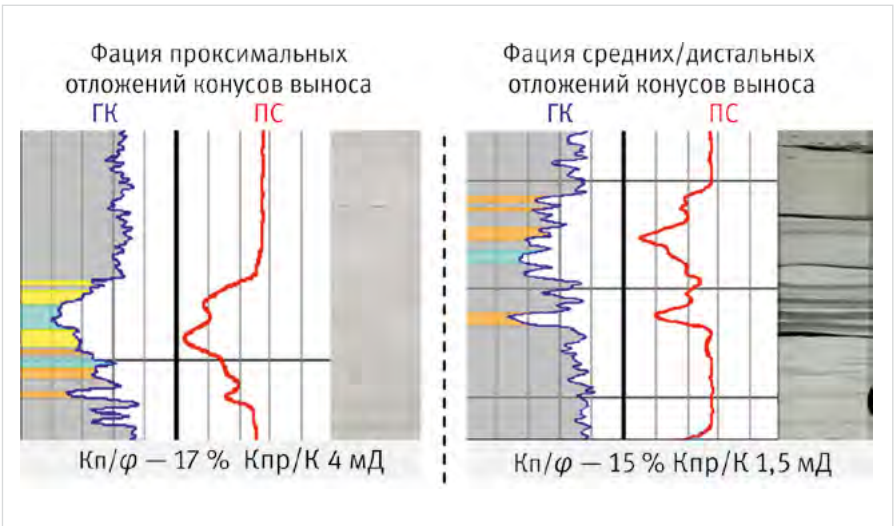


Рис. 4. Сопоставление электрометрической модели разных типов конусов выноса
Fig. 4. Comparison of the electrometric model of different types of submarine fan

Итоги

В результате выполненных работ, с комплексированием данных интерпретации 3D-сейсморазведки и новой промысловой информации по скважинам, была оперативно построена фациальная схема ачимовских отложений и обновлена геологическая модель с учетом нового представления о концептуальном строении целевого объекта. Использование фациальной схемы для слабоизученных территорий позволило повысить качество и детальность геологической модели.

Выводы

- Фациальная схема на исследуемой площади построена впервые и может быть использована для решения задач текущего эксплуатационного бурения.
- Были выделены новые перспективные области и рекомендована опережающая скважина для подтверждения геологических выводов. В дальнейшем геологическая модель была подтверждена результатами опережающего эксплуатационного бурения.
- Фациальный анализ в процессе геологического сопровождения бурения — это ключ к локализации запасов и снижению риска бурения низкопродуктивных скважин, связанного с подтверждаемостью геологической модели.
- На основе проведенной работы были выделены не только перспективные зоны с наличием коллектора, а также рекомендованы к бурению четыре горизонтальных скважины для дальнейшего бурения с перспективой увеличения накопленной добычи нефти на 3 %.

Литература

1. Клубков С., Мосоян М. Не вся нефть «черное золото» // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 20. С. 35–41.
2. Кирьянова Т., Кириллов А. Секторное моделирование для ачимовских отложений // Oil and gas journal Russia. 2015. № 12. С. 70–75.
3. Буторин А.В. Изучение детального строения ачимовского нефтегазаносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля. Санкт-Петербург: Диссертация, 2016. 141 с.
4. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.

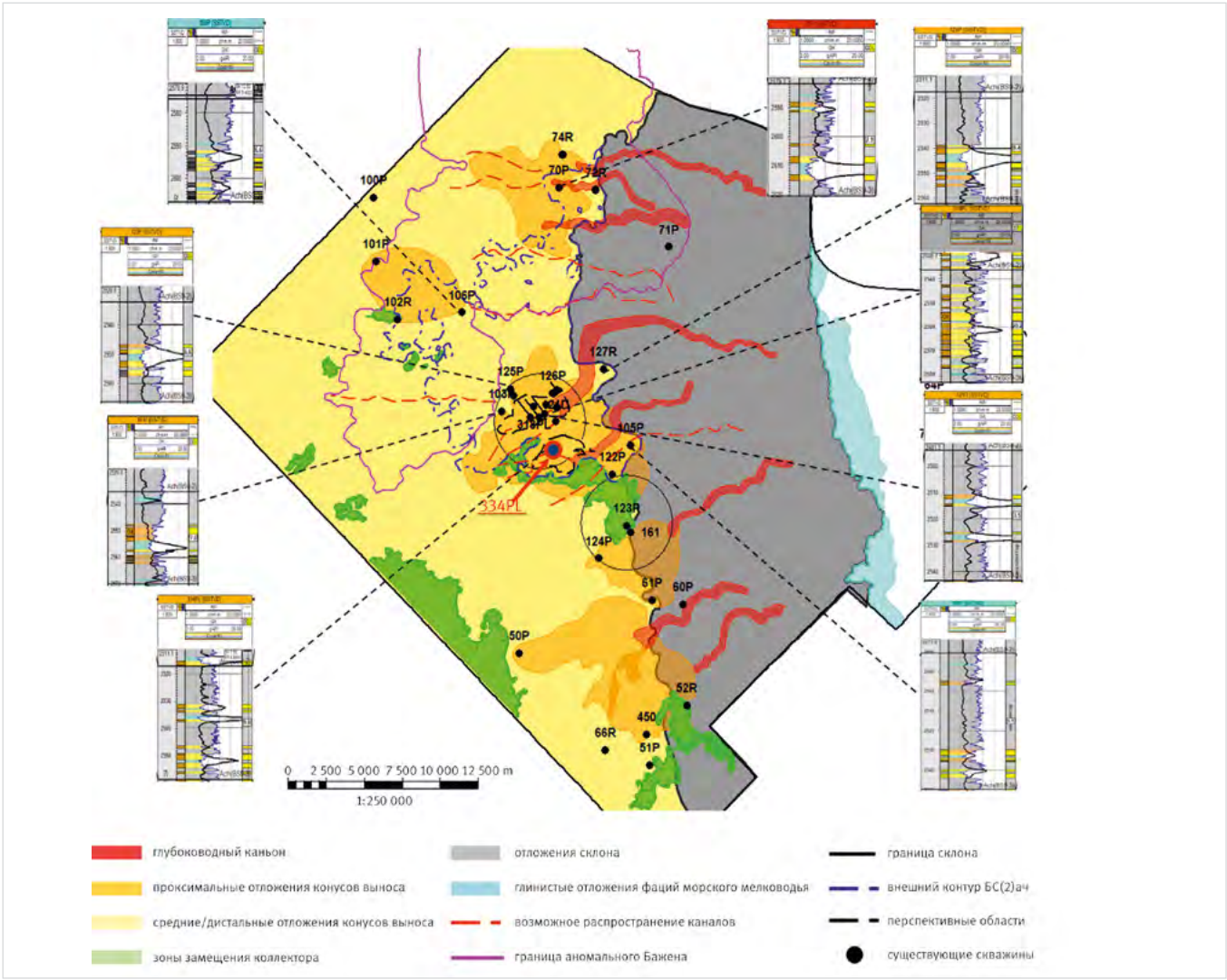


Рис. 5. Концептуальная фациальная схема пласта
Fig. 5. Conceptual facies scheme of the formation

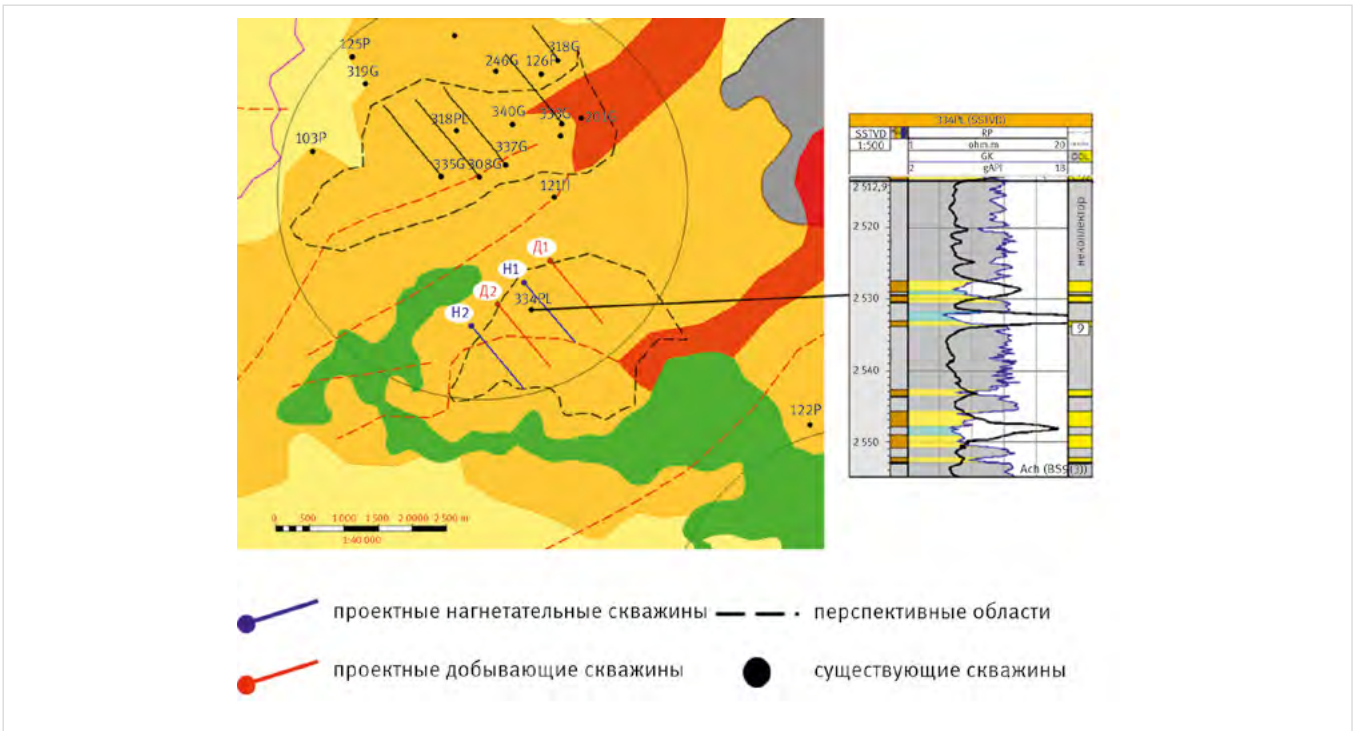


Рис. 6. Разрез бурения опережающей скважины
Fig. 6. Pilot-well drilling section

5. Нежданов А.А. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири для целей прогноза и картирования неантиклинальных ловушек и залежей УВ. Тюмень: Диссертация, 2004. 458 с.
6. Шемин Г.Г. Результаты палеотектонического анализа по изучению истории формирования пликативных структур и ловушек нефти и газа сложнопостроенных районов Сибирской платформы и их научно-практическое значение // Интерэкспо Гео-Сибирь-2014. 2014. Том 1. С. 215–219.
7. Кузнецов М.А., Игитов С.М., Котунов Д.А., Асмандияров Р.Н., Курманов О.Е., Мирошкин В.Г., Шпиндлер А.А., Штырляева А.А. Анализ внутреннего строения и нефтеносности пласта БВ9 Ачимовской толщи на территории деятельности ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» // PROНефть. 2018. № 3. С. 36–40.
8. Nichols G. Sedimentology and stratigraphy second edition. Chichester, UK: Wiley-Blackwell, 2009, 419 p. (In Eng).
9. Закревский К.Е., Нассонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
10. Брехунцов А.М., Таинская Н.В., Шиманский В.В., Хафизов С.Ф. Литолого-фациальные критерии прогноза коллекторов ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны // Геология нефти и газа. 2003. № 3. С. 2–10.
11. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р., Мельников А.В., Храмцова А.В. Модель формирования и текстурные особенности пород ачимовского комплекса севера Западной Сибири. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. 84 с.
12. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Том 55. № 5–6. С. 745–776.
13. Розбаева Г.Л. Детальная литолого-фациальная модель отложений нижнехетской свиты в Сузунском НГР (Западная Сибирь). Тюмень: Диссертация, 2014. 145 с.
14. Кантемирова Н.А., Смирнова Е.В. Опыт моделирования клиноформных отложений на примере уникальных месторождений // Нефтяная провинция. 2022. № 2. С. 44–60.

ENGLISH

Results

As a result of the work performed, with the integration of 3D seismic interpretation data and new field information on wells, the facies scheme of the Achimov deposits was quickly constructed and the geological model was updated taking into account a new understanding of the conceptual structure of the target object. The use of the facies scheme for poorly studied territories allowed improving the quality and detail of the geological model.

Conclusions

- The facies scheme on the studied area was built for the first time and can be used to solve the problems of current production drilling.
- New promising areas were identified and a leading well was recommended to confirm the geological conclusions. In the future, the geological model was confirmed by the results of advanced production drilling.
- Facies analysis in the process of geological drilling support is the key to localizing reserves and reducing the risk of drilling low-productivity wells associated with the conformability of the geological model.
- Based on the work carried out, not only promising areas with the presence of a reservoir were identified, but also 4 horizontal wells were recommended for drilling for further drilling with the prospect of increasing the accumulated oil production by 3 %.

References

1. Klubkov S., Mosoyan M. Not all oil is “black gold”. Oil and gas vertical, 2020, issue 20, P. 35–41. (In Russ).
2. Kiryanova T., Kirillov A. Sector modeling for Achimov deposits. Oil and gas journal Russia, 2015, issue 12, P. 70–75 (In Russ).
3. Butorin A.V. Study of the detailed structure of the Achim oil and gas complex based on the spectral decomposition of the seismic wave field. St. Petersburg: Dissertation, 2016, 141 p. (In Russ).
4. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. St. Petersburg: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
5. Nezhdanov A.A. Seismogeological analysis of oil and gas deposits of Western Siberia for the purposes of forecasting and mapping of non–anticlinal traps and hydrocarbon deposits. Dissertation. Tyumen: Dissertation, 2004, 458 p. (In Russ).
6. Shemin G.G. Results of paleotectonic analysis on the study of the history of formation of plicative structures and oil and gas traps in complex regions of the Siberian Platform and their scientific and practical significance. Interexpo Geo-Siberia-2014, 2014, Vol. 1, P. 215–219. (In Russ).
7. Kuznetsov M.A., Igitov S.M., Kotunov D.A., Asmandiyarov R.N., Kurmanov O.E., Miroshkin V.G., Shpindler A.A., Shtyrlyaeva A.A. Analysis of the internal structure and oil content of the BV9 formation of the Achimov strata on territories of activity of JSC Slavneft-Megionneftegaz. PROneft, 2018, issue 3, P. 36–40. (In Russ).
8. Nichols G., Sedimentology and stratigraphy second edition. Chichester, UK: Wiley-Blackwell, 2009, 419 p.
9. Zakrevsky K.E., Nassonova N.V. Geological modeling of neocome clinoforms of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
10. Brekhuntsov A.M., Tainskaya N.V., Shimansky V.V., Hafizov S.F. Lithological and facies criteria for forecasting reservoirs of Achimov deposits of the East-Urengoy zone. Geology of oil and gas, 2003, issue 3, P. 2–10. (In Russ).
11. Borodkin V.N., Kurchikov A.R., Melnikov A.V., Khramtsova A.V. Formation model and textural features of rocks of the Achim complex in the north of Western Siberia. Tyumen: Educational publication of TSOGU, 2011, 84 p. (In Russ).
12. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., etc. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, № 5–6, P. 745–776. (In Russ).
13. Rozbaeva G.L. Detailed lithofacies model of the Nizhnekhetskaya suite deposits in the Suzun oil and gas region (Western Siberia). Tyumen: Dissertation, 2014, 145 p. (In Russ).
14. Kantemirova N.A., Smirnova E.V. Model studies of clinoform sediments by example of unique fields. Neftyanaya Provintsiya, 2022, issue 2, P. 44–60. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Арапов Владислав Олегович, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гейст Ирина Валерьевна, начальник отдела,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ivgeyst@tnnc.rosneft.ru

Пухарев Валерий Александрович, эксперт по сейсморазведке,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Arapov Vladislav Olegovich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Geist Irina Valeryevna, head of department,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ivgeyst@tnnc.rosneft.ru

Pukharev Valery Alexandrovich, seismic expert,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48 УДК 553.982.2 I Научная статья

Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения

Ерохин Г.С.[1], Нуров С.Р.[1], Вагизов А.М.[1], Гареев А.Т.[1], Азарова Т.П.[2], Якупов Р.Ф.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ПАО АНК «Башнефть» Уфа, Россия, [3]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия
erokhings@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Более трети извлекаемых запасов на Арланском месторождении приходится на каширо-подольские отложения (КПО) среднего карбона, разрабатываемые с применением заводнения. Пласты характеризуются сложным строением, низкими фильтрационными свойствами, высокой неоднородностью и трещиноватостью. Для повышения эффективности разработки КПО применяется бурение горизонтальных скважин с многостадийными гидроразрывами пласта. Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), превышение давления разрыва пласта при нагнетании приводит к эффекту автоГРП — кинжальным прорывам закачиваемой жидкости по высоко проводящим каналам-трещинам в добывающие скважины. Для повышения эффективности заводнения в карбонатных коллекторах применяется организация закачки в горизонтальных скважинах (ГС).

Материалы и методы
Исследование давления разрыва по отчетам гидравлического разрыва пласта (ГРП), построение карты разрыва пласта, выявление связи эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах с ростом обводненности в добывающих скважинах, сравнение режимов нагнетания в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.

Ключевые слова
Арланское нефтяное месторождение, каширо-подольские отложения, карбонатные отложения, низкопроницаемый коллектор, гидравлический разрыв пласта, многостадийный гидравлический разрыв пласта, горизонтальные скважины, эффект автоГРП, ППД, высокие давления закачки

Для цитирования
Ерохин Г.С., Нуров С.Р., Вагизов А.М., Гареев А.Т., Азарова Т.П., Якупов Р.Ф. Эффективность системы поддержания пластового давления и пути ее совершенствования на каширо-подольских отложениях Арланского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 44–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48

Поступила в редакцию: 30.10.2023

UDC 553.982.2 I Original Paper

Efficiency of reservoir pressure maintenance system and ways to improve it on carbonate sediments of the Arlanskoye oil field

Erokhin G.S.[1], Nurov S.R.[1], Vagizov A.M.[1], Gareev A.T.[1], Azarova T.P.[2], Yakupov R.F.[3]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]ANK "Bashneft" PJSC, Ufa, Russia, [3]"Bashneft-Dobycha" LLC, Ufa, Russia
erokhings@bnipi.rosneft.ru

Abstract
More than a third of the recoverable reserves of the Arlanskoye oil field are contains in the middle carbon sediments, which develop with pressure maintenance system. This sediments are characterized low filtration properties, high heterogeneity and natural fractures. For improving development drilled horizontal wells with multi-stage fracturing. Low filtration properties, excess fracturing pressure during injection leads to the autofracturing effect, which be dagger-like water breakthroughs ahead high-conducting channels-cracks to producing wells. For improving the efficiency and increasing the coverage of injection in low-permeability carbonate reservoir are used horizontal wells.

Materials and methods
Research of fracturing pressure according to hydraulic fracturing reports, creating fracturing pressure map, identification of the relationship between autofracturing effect in injection wells and increasing water-phase in producing wells, comparison of injection conditions in horizontal and directional wells.

Keywords
Arlanskoye oil field, carbonate sediments, low- permeability reservoir, hydraulic fracturing, multistage hydraulic fracturing, horizontal wells, autofracturing effect, injection, high injection pressures

For citation
Erokhin G.S., Nurov S.R., Vagizov A.M., Gareev A.T., Azarova T.P., Yakupov R.F. Efficiency of reservoir pressure maintenance system and ways to improve it on carbonate sediments of the Arlanskoye oil field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 44–48. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-44-48

Received: 30.10.2023

Анализ эффективности закачки и пути совершенствования заводнения в низкопроницаемых карбонатных коллекторах КПО на Арланском месторождении

Арланское месторождение относится к уникальным и расположено преимущественно на северо-западе республики Башкортостан и частично — на юго-востоке Удмуртской республики. Его разработка началась в 1954 году. Всего на месторождении пробурено более 8 800 скважин, из них 47,0 % числится в действующем добывающем фонде, 16,2 % — в действующем нагнетательном фонде. Фонд скважин, в основном, среднедебитный, высокообводненный. Более половины добывающего фонда работает с обводненностью, превышающей 90 %, в основном эти скважины работают на отложениях терригенной толщи нижнего карбона (ТТНК). Начиная с 2009 года происходит перелом нисходящего тренда добычи нефти, в том числе за счет создания интенсивной системы разработки на объекте КПО. В настоящее время объект ТТНК находится на заключительной стадии разработки, и по мере выработки запасов происходит все большая переориентация на вышележащий объект КПО, который обладает ухудшенными ФЕС. По КПО средняя проницаемость составляет 0,035 мкм^2, нефть характеризуется как тяжелая, повышенной вязкости [1, 2]. Значительное увеличение добычи на КПО достигается за счет бурения горизонтальных скважин со стартовыми дебитами нефти до 40 т/сут, что обусловлено переходом на освоение скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). К настоящему времени на объекте КПО пробурено 300 ГС, в т.ч. 288 ГС с МГРП. На текущий момент суммарно по объекту КПО действующий фонд составляет 1 236 добывающих и 430 нагнетательных скважин. Система ППД формируется по мере внедрения новых участков в разработку [3, 4]. В период 2010–2017 гг. соотношение добывающих к нагнетательным скважинам составляло 4:1 при текущей компенсации 100–110 %. При этом пластовое давление в зонах отбора понижено в среднем на 6 % от начального, а по участкам с низким соотношением добывающих к нагнетательным скважинам снижено на 20–25 % от начального пластового давления. По результатам ретроспективного анализа работы скважин, а также многовариантных расчетов

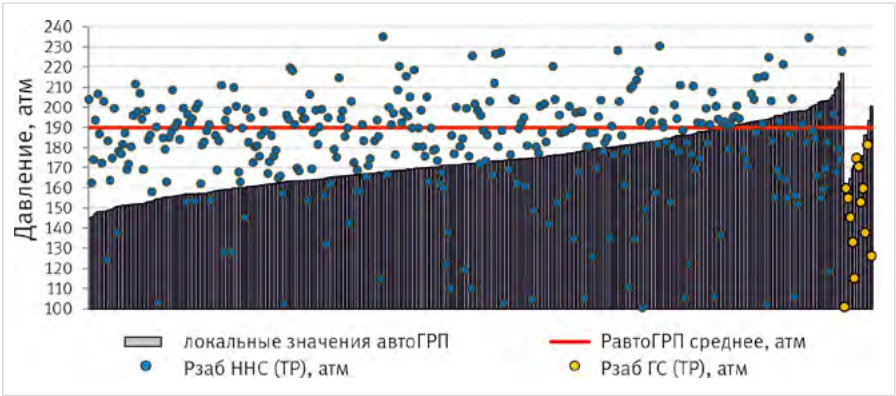


Рис. 1. Забойные давления нагнетания по техническому режиму и локальные давления разрыва с карты по очагам ППД
Fig. 1. Bottomnhole injection pressures by technical conditions and local fracture pressures from map in the injection well areas

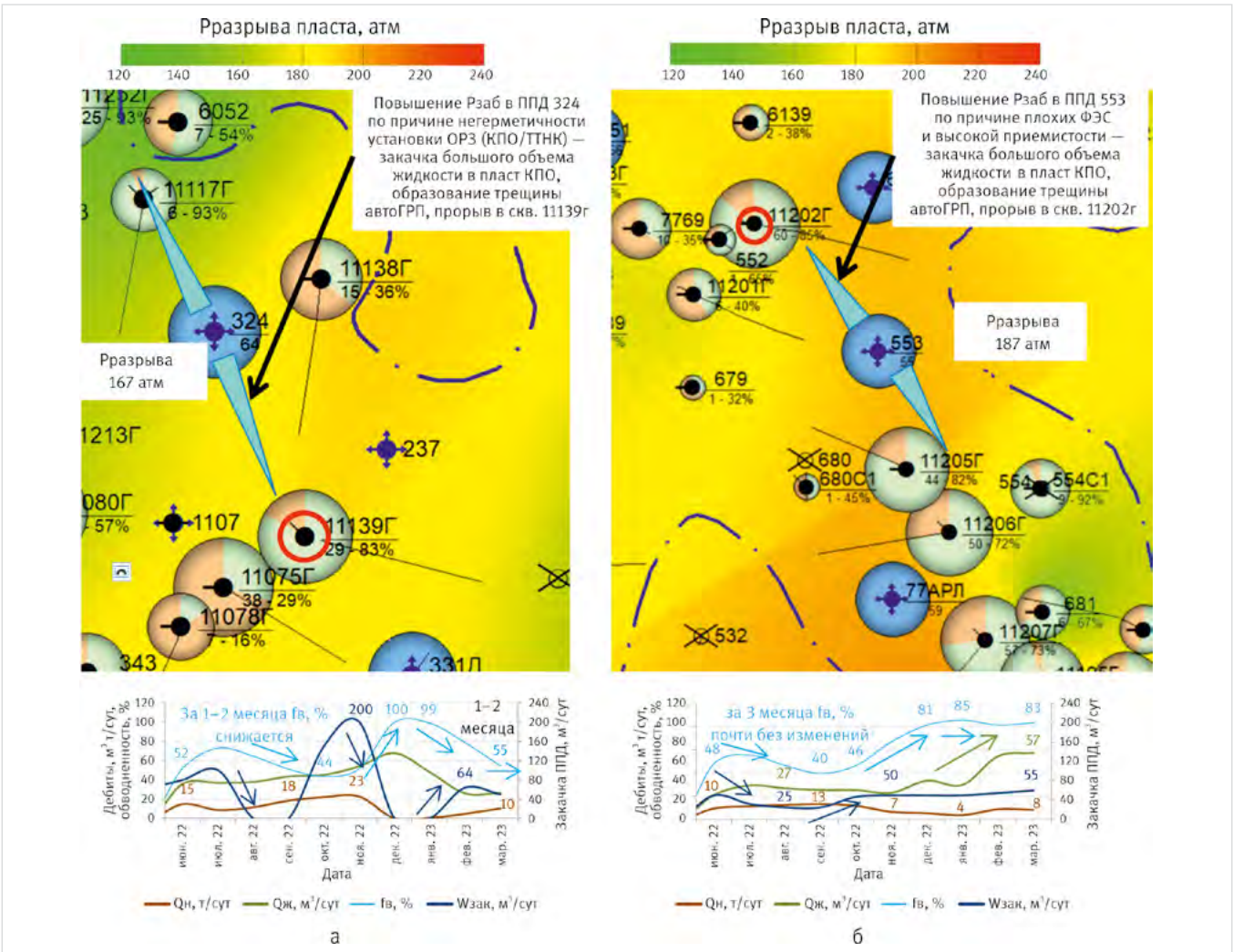


Рис. 2. Пример разного поведения обводненности и скорости реакции на изменение закачки в зависимости от давления разрыва пласта по участку
Fig. 2. An example of different water cut behavior and time of reaction to injection changes depending on fracture pressure along the sectio

на секторных гидродинамических моделях, подобраны оптимальные показатели: компенсация 130 %, соотношение добывающих к нагнетательным 2:1, что учтено в действующем проектно-техническом документе на разработку месторождения. Для обеспечения стабилизации энергетического состояния на объекте КПО переориентированы мероприятия на ППД с ТТНК на КПО, что позволило увеличить компенсацию отборов закачкой и соответственно соотношение добывающих к нагнетательным скважинам. По состоянию на начало 2023 г. компенсация по объекту составляет 125 %, при среднем соотношении добывающих к нагнетательным скважинам 3:1. В процессе разработки и анализа эффективности системы ППД выявлена зависимость роста обводненности в добывающих скважинах, при увеличении приемистости в нагнетательных скважинах. Рост обводненности происходит в очагах с компенсацией более 150–160 %, при низком охвате заводнением (3,5:1). По результатам проведения исследовательских работ (в том числе трассерных исследований) на объекте КПО и определения направления регионального стресса по линии ССЗ-ЮЮВ выявлена корреляция роста обводненности в добывающих скважинах, имеющих влияние ППД преимущественно в направлении регионального стресса. В результате выдвинуто предположение о наличии эффекта автоГРП в нагнетательных скважинах [5].

В 2019 году как альтернативный способ определения давления разрыва пласта проведен анализ отчетов, выполненных ГРП по добывающим скважинам, на основе которых определено среднее давление разрыва пласта, равное 190 атм по объекту КПО. Полученное среднее давление 190 атм принято как единое давление автоГРП для всего пласта КПО на месторождении. При сопоставлении средних забойных давлений нагнетания по фонду ППД выявлено, что более 90 % нагнетательных скважин работают или работали с превышением давления разрыва пласта. При этом по 54 % нагнетательных скважин проведен анализ интерпретации КПД и подтвержден эффект автоГРП (производная давления имеет наклон ½ на билогарифмическом графике давления), а также определены интервалы полудлин трещин автоГРП в пределах от 117 до 224 метров (выборка по 46 скважинам) [6, 7].

В процессе нивелирования эффекта автоГРП на добычу нефти отмечено разное по времени реагирование обводненности добывающих скважин на ограничение закачки и снижение забойного давления нагнетания. В 2023 году для поиска объяснений данного явления построена карта разрыва пласта по данным отчетов ГРП на добывающих скважинах. Давление разрыва рассчитано по формуле (1):

$$Pразрыва = Fgrad \times TVSDSS, \quad (1)$$

где $Fgrad$ — градиент разрыва из отчета ГРП, атм/м; $TVSDSS$ — абсолютная глубина верхних дыр перфорации пласта, м.

Полученная карта разрыва пласта КПО характеризуется изменчивым значением давления разрыва пласта по площади. Определены локальные значения давления разрыва для каждой нагнетательной скважины (рис. 1).

Отмечается совпадение участков с низкими дебитами скважин по причине ухудшенных фильтрационно-емкостных свойств пласта с районами повышенного давления разрыва пласта, и наоборот. Данное совпадение объясняет долгое время отклика по обводненности в добывающих скважинах на остановку закачки в районах с ухудшенными ФЕС (рис. 2б) по причине медленной скорости фильтрации жидкости из трещины автоГРП в матрицу. И обратная ситуация, когда в районах с лучшими ФЕС отмечается более быстрая и сильная по амплитуде реакция обводненности на остановку закачки (рис. 2а), в силу сложной, развитой системы трещин и большей скорости фильтрации нагнетаемой жидкости в матрицу пласта — трещины автоГРП схлопываются быстрее и меньше времени сохраняются в открытом состоянии [8].

Для районов с пониженным (140–180 атм) значением давления разрыва пласта рекомендуется ограничение приемистости по нагнетательным скважинам и увеличение охвата и жесткости системы ППД с целью снижения прорывов и более равномерной выработки пласта с плавным вытеснением нефти закачкой.

Для районов с повышенным (190–230 атм) значением давления разрыва пласта на КПО рекомендуется организация системы ППД в скважинах с горизонтальным стволом (ГС). Закачка в ГС ППД ведется при меньшем забойном давлении (рис. 1), не происходит превышение давления разрыва и образование трещин автоГРП, которые влияют на рост обводненности [9, 10].

Выполнен анализ темпов падения (ТП) добычи/дебитов нефти по добывающим скважинам с ГС в зависимости от направления линий тока от ППД в сторону ГС относительно регионального стресса (рис. 3).

Первый способ — организация ППД с линиями тока от нагнетательных скважин к добывающим вдоль регионального стресса. Второй способ — организации ППД с линиями тока от нагнетательных скважин к добывающим поперек регионального стресса. При организации ППД первым способом влияние ППД приводит к меньшему падению уровней добычи нефти в первые 6–9 месяцев, по сравнению со вторым (рис. 4). Однако на второй год разработки растет обводненность в добывающих скважинах, имеющих влияние ППД вдоль регионального стресса. На текущий момент бурение скважин и организация очагов нагнетания в новых участках разработки ведется преимущественно вторым способом [11].

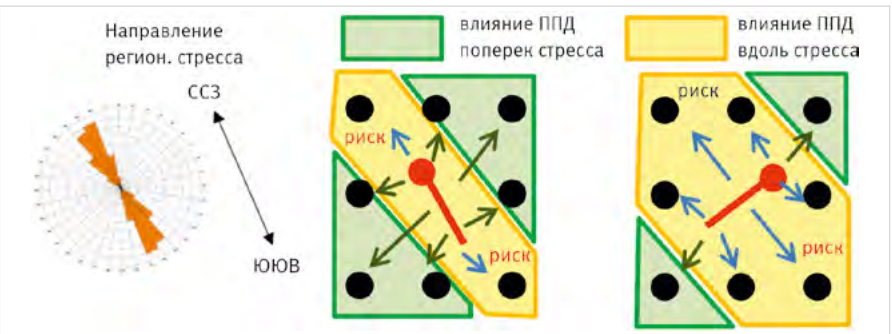


Рис. 3. Схемы организации и влияние ППД в зависимости от регионального стресса
Fig. 3. Organization schemes and the impact of reservoir pressure maintenance depending on regional stress

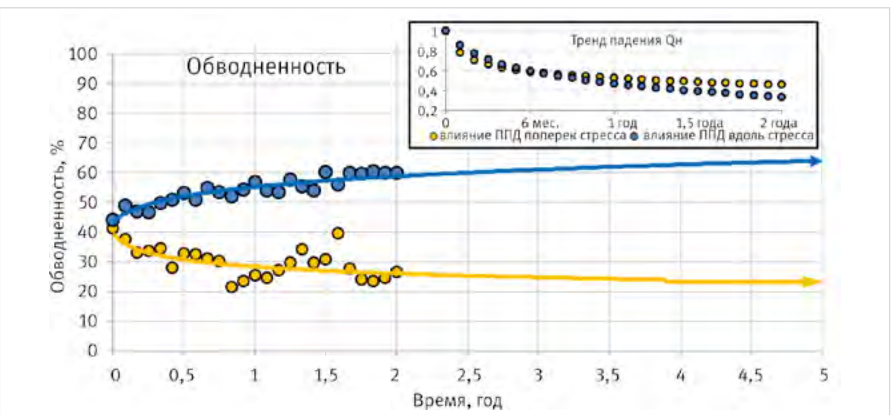


Рис. 4. Влияние системы ППД на добывающие ГС с учетом расположения относительно линии регионального стресса
Fig. 4. An impact of the reservoir pressure maintenance system on producing horizontal wells according to location relative to the regional stress line

Результаты применения ППД в ГС на объекте КПО Арланского месторождения

Первый опыт применения ГС ППД в республике Башкортостан был реализован в 2016–2018 году на Знаменском месторождении по объекту С1t. Средний прирост дебита нефти по очагам ППД с ГС оценивается в 6–10 т/сут. При этом по очагам ГС ППД отмечается восстановление пластового давления, выражающееся в повышении забойного давления в добывающих скважинах окружения и появлении потенциала для проведения оптимизации глубинного оборудования и форсирования отборов. Объект С1t отличается от КПО более выдержанной нефтенасыщенной толщиной (от 15 м и более) и,

как правило, наличием подстилающего водоносного пласта. Перемычка между нефте- и водонасыщенными интервалами пластов C1t присутствует не везде, ее средняя толщина — 1–2 м. Пласты КПО отличаются от C1t меньшей нефтенасыщенной толщиной, порядка 3–6 м, а также высокой расчлененностью [12].

Организация закачки на КПО Арланского месторождения в горизонтальной скважине начата с 2019 года. С 2020 года отмечается увеличение количества нагнетательных горизонтальных скважин, и на начало 2023 года составляет 17 скважин. По сравнению с закачкой в наклонно-направленных скважинах в горизонтальных скважинах наблюдается более эффективное восстановление и стабилизация пластового давления в зоне отбора (+11 %), без интенсивного роста обводненности, в течение двух лет после организации закачки. Применение нагнетательных ГС также увеличивает охват заводнением (1 ГС ППД ≈ 2 ННС ППД), что в свою очередь способствует увеличению коэффициента извлечения нефти.

Прирост дебита нефти по очагам с организованной закачкой в ГС варьирует в пределах от 4 до 15 т/сут. Средняя эффективность ППД в ГС составляет 5,4 т/сут и превышает эффективность закачки в ННС на 42 % при прочих равных системах разработки (рис. 5, 6). При этом по нагнетательным скважинам с ГС отсутствует эффект автоГРП (рис. 1) и не происходит преждевременного обводнения, а вытеснение запасов нефти идет равномерно по матрице.

На текущий момент количество горизонтальных нагнетательных скважин с закачкой в ГС на объекте КПО Арланского месторождения составляет 4 % от общего фонда ППД, и с каждым годом этот показатель растет. Применение нагнетательных горизонтальных скважин на объекте КПО имеет положительный эффект и является перспективным методом повышения эффективности системы ППД. В результате их применения отмечается ряд положительных факторов: рост уровней добычи нефти, увеличение охвата заводнением, увеличение приведенной жесткости системы ППД, отсутствие эффекта автоГРП и роста обводненности из-за кинжальных прорывов, поддержание необходимой компенсации [9].

Рис. 5. Сравнение эффективности нагнетательных скважин с разным типом заканчивания
Fig. 5. Compare the efficiency of injection wells with different types of completions

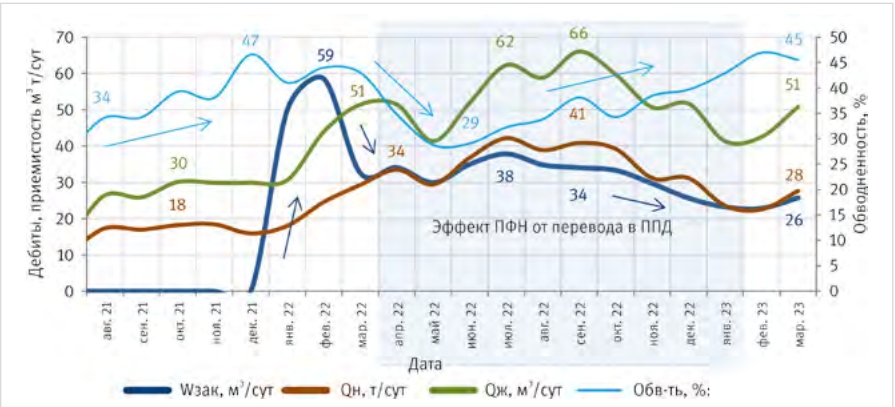


Рис. 6. Пример влияния переноса фронта нагнетания (ПФН) на добычу по очагу после перевода в ППД скважины с ГС
Fig. 6. An example of influence of conversion injection steams in production area after transfer horizontal well to injection

Итоги

- По результатам анализа отчетов ГРП, исследований регионального стресса, интерпретации данных КПД, мониторинга скважин окружения, определено наличие эффекта автоГРП и преимущественное направление формирования трещин, которые способствуют кинжальному прорыву и росту обводненности в окружающих добывающих скважинах.
- Составлена карта давлений разрыва пласта, учитывающая изменение давления разрыва пласта по площади. В условиях низкопроницаемого коллектора объекта КПО в 90 % наклонно-направленных скважин закачка происходит при забойном давлении, превышающем значения давления разрыва пласта.
- Использование горизонтальных скважин для нагнетания имеет положительный эффект на выработку запасов. Закачка ведется с давлением ниже давления разрыва пласта, без эффекта автоГРП. В результате по очагам ГС ППД отмечается повышение уровней добычи нефти за счет роста добычи жидкости, снижение обводненности из-за эффекта переноса фронта нагнетания, увеличение охвата заводнением и большая эффективность восстановления/поддержания пластового давления в сравнении с системами ННС ППД.

Выводы

Ведется мониторинг и усиление систем заводнения с использованием ГС ППД по объекту КПО на Арланском месторождении. Полученный положительный опыт открывает перспективы его тиражирования на карбонатные объекты среднего карбона других месторождений ООО «Башнефть-Добыча» с целью увеличения добычи нефти и совершенствования действующих систем заводнения.

Литература

1. Баймухаметов К.С., Гайнуллин К.Х., Сыртланов А.Ш., Тимашев Э.М. Геологическое строение и разработка Арланского нефтяного месторождения. Уфа: РИЦ АНК «Башнефть», 1997. 368 с.
2. Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. Аномальные нефти. М.: Недра, 1975. 168 с.
3. Шувалов А.В., Лозин Е.В. Полвека разработки Арланского нефтяного месторождения: достижения и проблемы // Нефтяное хозяйство. 2009. № 9. С. 94–97.
4. Лозин Е.В. Разработка уникального Арланского нефтяного месторождения востока Русской плиты. Уфа: БашНИПИнефть, 2012. 704 с.
5. Иламанов И.А. Тектоническое строение Арланского нефтяного месторождения // Символ науки. 2016. № 8-1. С. 14–17.
6. Тримонова М., Дубиня Н. Основные закономерности развития трещины автоГРП // Триггерные эффекты в геосистемах. М.: ГЕОС, 2015. С. 106–113.
7. Давлетбаев А.Я., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С., Федоров А.И., Фурсов Г.А., Назаргалин Э.Р., Слабецкий А.А., Сергейчев А.В., Ямалов И.Р., Валеева Э.З. Гидродинамические методы контроля за развитием трещин авто-ГРП при заводнении в низкопроницаемых коллекторах. Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE. Москва, октябрь 2015. SPE-176562.
8. Давлетбаев А.Я., Байков В.А., Бикбулатова Г.Р., Асмандияров Р.Н., Назаргалин Э.Р., Слабецкий А.А., Сергейчев А.В., Нуриев Р.И. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах. Российская техническая конференция и выставка по разведке и добыче нефти и газа SPE. Москва. Октябрь 2014. SPE-171232-MS.
9. 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.
10. Сюндюков А.В., Хабибуллин Г.И., Трофимчук А.С., Сагитов Д.К. Метод поддержания оптимальной техногенной трещины путем регулирования режима нагнетания в низкопроницаемых коллекторах // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 96–99.

11. Усенко В.Ф., Шрейбер Е.И., Асмоловский В.С., Халимов Э.М. Использование новой методики для изучения влияния плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. № 12. 1973. С. 22–25.
12. Червякова А.Н., Зубик А.О., Душин А.С., Будников Д.В., Трофимов В.Е., Иксанова И.А., Коробцовская К.Ф. Методические подходы, опыт и перспектива разработки залежей турнейского яруса горизонтальными скважинами на Знаменском нефтяном месторождении // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 33–35.

ENGLISH

Results

- Based on the results of the analysis hydraulic fracturing reports, regional stress studies, interpretation of the pressure draw-down curve, and monitoring of the surrounding wells, proved the autofracture effect and were determined the dominant direction of fracture formation, which contribute to dagger breakthrough and increasing water cut in the surrounding producing wells.
- Created a map of fracturing pressures, which shows the variation of fracture pressure over the area. In the low-permeability reservoir conditions of the carbonate sediments, 90 % of directional wells are injected at bottomhole pressures higher than the fracturing pressure.
- The use of horizontal injection wells has a positive effect on oil production. Injections in horizontal wells done with lower than the fracturing pressure, without the effect of autofracturing. As a result, in areas of horizontal injection wells increase liquid and oil production levels, and decrease water cut area after transfer horizontal well to injection, increase drainage area and higher recovery efficiency of reservoir pressure with compare to directional injection wells.

Conclusion

In the carbonate sediments in the Arlanskoye field are continued monitoring and reinforcement of the waterflooding system with use of horizontal wells. The positive experience gained opens up prospects for its replication at the carbonate sediments of middle carbon on fields of “Bashneft-Dobycha” LLC in order to increase oil production and improve the existing waterflooding systems.

References

1. Baimukhametov K.S., Gainullin K.H., Syrtlanov A.Sh., Timashev E.M. Geological structure and development of the Arlanskoye oil field. Ufa: ANK “Bashneft” PJSC, 1997, p. (In Russ).
2. Devlikamov V.V., Khabibullin Z.A., Kabirov M.M. Abnormal oil. Moscow: Nedra, 1975, 168 p. (In Russ).
3. Shuvalov A.V., Lozin E.V. Half a century of Arlanskoye oil field development: progress and problems. Oil Industry, 2009, issue 9, P. 94–97. (In Russ).
4. Lozin E.V. The development of the unique Arlanskoye oil field on the East of the Russian Plate. Ufa: BashNIPIneft, 2012, 704 p. (In Russ).
5. Ilamanov I.A. Tectonic structure of Arlanskoye oil field. Symbol of science, 2016, issue 8-1, P. 14–17. (In Russ).
6. Trimonova M., Dubinya N. The main tendencies of water-induced hydraulic fracture propagation. Trigger effects in geosystems, GEOS, 2015, P. 106–113. (In Russ).
7. Davletbaev A.Ya., Asalkhuzina G.F., Ivaschenko D.S., Fedorov A.I., Fursov G.A., Nazargalin E.R., Slabetskiy A.A., Sergeychev A.V., Yamalov I.R., Valeeva E.Z. Methods of research for the development of spontaneous growth of induced fractures during flooding in low permeability reservoirs. Moscow, October, 2015, SPE Russian petroleum technology conference, SPE-176562-RU. (In Russ).
8. Davletbaev A.Ya., Baikov V.A., Bikbulatova G.R., Asmandiyarov R.N., Nazargalin E.R., Slabetskiy A.A., Sergeychev A.V., Nuriyev R.I. Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells. Moscow, October, 2014, SPE Russian oil and gas exploration & production technical conference and exhibition, SPE-171232-MS. (In Russ).
9. Baikov V.A., Zhdanov R.M., Mullagaliev T.I., Usmanov T.S. The selection of the optimal development system for low-permeability reservoir fields. Oil and gas business, 2011, issue 1, P. 84–98. (In Russ).
10. Syundyukov A.V., Khabibullin G.I., Trofimchik A.S., Sagitov D.K. Methodology of maintaining optimal geometry of techogenic fracture by regulating injection into low-permeability reservoirs. Oil Indusrty, 2022, issue 9, P. 96–99. (In Russ).
11. Usenko V.F., Shreiber E.I., Asmolovskiy V.S., Khalimov E.M. The use of a new methodology to study the effect of well density grid on oil recovery. Oil industry, 1973, issue 12, P. 22–25. (In Russ).
12. Chervyakova A.N., Zubik A.O., Dushin A.S., Budnikov D.V., Trofimov V.E., Iksanova I.A., Korobtsovskaya K.F. Methodological approaches, experience and prospects for development of the Turnean Stage by horizontal wells at the Znamenskoye oil field. Oil industry, 2017, issue 10, P. 33–35. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ерохин Георгий Сергеевич, главный специалист отдела разработки и мониторинга месторождений (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: erokhings@bnipi.rosneft.ru

Нуров Салават Ринатович, заместитель начальника управления по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Вагизов Азат Минзякиевич, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС (Арланское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Гареев Азат Тагирович, начальник управления по геологии и разработке Арланского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Азарова Татьяна Петровна, менеджер по оптимизации заводнения, департамент разработки и повышения производительности месторождений, ПАО АНК «Башнефть» Уфа, Россия

Якупов Рустем Фазылович, заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Erokhin Georgiy Sergeevich, chief specialist of the field development and monitoring department (Arlanskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: erokhings@bnipi.rosneft.ru

Nurov Salavat Rinatovich, deputy head of the geology and development of the Arlanskoye field department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Vagizov Azat Minzyakievich, head of the drilling support and sidetracking department (Arlanskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gareev Azat Tagirovich, head of the geology and development of Arlanskoye field department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Azarova Tatyana Petrovna, waterflood optimization manager of the field development and productivity enchancement department, ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia

Yakupov Rustem Fazylovich, deputy head of the field development department, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Устройство защитного экрана шламовых амбаров на Ковыктинском ГКМ

Как правило, на территории газовых месторождений строительство котлованов (шламовых амбаров) для хранения продуктов бурения проводится в экстремальных природно-климатических условиях, вдалеке от транспортной инфраструктуры, на заболоченных, вечномерзлых, а также скальных грунтах и все это, чаще всего, сопряжено с дефицитом инертных материалов (песка).

На территории Ковыктинского газоконденсатного месторождения — крупнейшего газового месторождения на Востоке России применяется амбарная технология бурения. Её применение предполагает строительство шламовых амбаров для длительного хранения отходов бурения площадью до 2 500 м^2 только для одной буровой установки. Данные сооружения представляют серьезную угрозу для окружающей среды из-за риска попадания токсичных веществ в почвы зоны аэрации и грунтовые воды. Это может происходить из-за отсутствия или некачественного выполнения гидроизоляции дна и стенок амбаров.

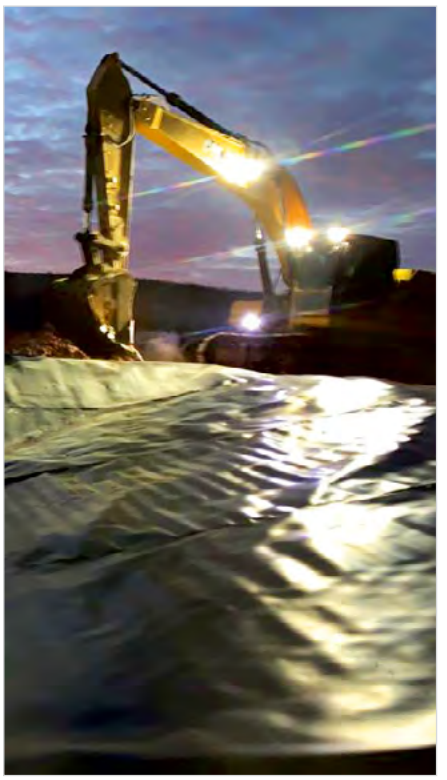
Специалистами «ТехПолимер» было предложено оптимальное техническое решение по устройству противофильтрационного экрана (ПФЭ) дна и откосов котлованов, которое компенсирует дефицит строительных материалов и обеспечивает надежную гидроизоляцию шламовых амбаров.

Основные элементы технического решения — геокомпозитный дренажный мат «Гидромат 3D» СТО 56910145-005-2011 и водонепроницаемая геомембрана ТУ 2246-001-56910145-2014 (тип 5/1 — полимерный лист, термоскрепленный с защитно-дренирующим покрытием из нетканого геотекстиля). «Гидромат 3D» будет использоваться в качестве демпфера для геомембраны. Он выполнен в виде объемной сетки с полимерными прутками, расположенными в форме ромба в трех плоскостях, и защищен с обеих сторон синтетическим нетканым материалом (геотекстилем).

Практический опыт компании «ТехПолимер» в части производства и монтажа различных конфигураций ПФЭ позволил учесть все сложности при строительстве отстойных котлованов на Ковыктинском ГКМ, что обеспечило ряд преимуществ:

Равномерное распределение нагрузки

Трехмерная структура «Гидромата 3D» выполняет функции демпфера, компенсирует отсутствие необходимого подстилающего слоя, что способствует более равномерному распределению давления на противофильтрационный экран из геомембраны и увеличивает его устойчивость к проколу или деформациям на неподготовленном основании.



Эффективный отвод влаги

Пластовый дренаж из «Гидромата 3D» предотвращает возникновение условий для образования микротрещин и разрушения геомембраны под воздействием температурных колебаний и механических нагрузок вследствие морозного пучения.

Экологическая безопасность

Эффективный отвод влаги предотвращает развитие микроорганизмов и гниение, а значит снижает негативное воздействие на окружающую среду.

Таким образом, применение технического решения «ТехПолимер» при устройстве ПФЭ котлованов на Ковыктинском ГКМ минимизировало риски загрязнения окружающей среды, компенсировало дефицит инертных материалов и сократило логистические издержки.

ТЕХПОЛИМЕР
группа компаний

www.texpolimer.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-50-53 УДК 622.276 I Научная статья

Разработка 1D геомеханической модели скважины и определение рекомендуемой плотности бурового раствора при ее бурении в интервале продуктивной толщи одного из месторождений Прикаспийской впадины

Попов С.Н.[1], **Чернышов С.Е.**[2]
[1]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, [2]Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия
popov@ipng.ru

Аннотация
Для построения 1D модели использованы зависимости, описывающие связь упруго-прочностных свойств пород от пористости, полученные на основе лабораторных исследований образцов керна карбонатного коллектора одного из месторождений Прикаспийской впадины. По разрезу одной из вертикальных скважин месторождения определены физико-механические характеристики и величины вертикальных и горизонтальных напряжений вдоль ее ствола. Разработана 1D геомеханическая модель скважины в интервале продуктивной толщи горных пород и определена рекомендуемая плотность бурового раствора при бурении скважины в данном интервале.

Материалы и методы
Использованы результаты ранее проведенных экспериментов по определению фильтрационно-емкостных и физико-механических свойств образцов керна. Для построения 1D модели скважины применен программный комплекс РН-Сигма.

Ключевые слова
скважина, 1D модель, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, пределы прочности, напряжения, плотность бурового раствора

Работа выполнена в рамках госзадания «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов» (FMME — 2022-0008, Рег. № НИОКТР 122022800364-6)

Для цитирования
Попов С.Н., Чернышов С.Е. Разработка 1D геомеханической модели скважины и определение рекомендуемой плотности бурового раствора при ее бурении в интервале продуктивной толщи одного из месторождений Прикаспийской впадины // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 50–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-50-53

Поступила в редакцию: 30.11.2023

UDC 622.276 I Original Paper

Development of a 1D geomechanical model of a well and determination of the recommended drilling fluid density when drilling it in the productive interval of one of the fields of the Caspian basin

Popov S.N.[1], **Chernyshov S.E.**[2]
[1]Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia, [2]Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
popov@ipng.ru

Abstract
To construct a 1D model, we used dependencies describing the relationship between the elastic-strength properties of rocks and porosity, obtained on the basis of laboratory studies of core samples from a carbonate reservoir in one of the fields of the Caspian basin. Based on the section of one of the vertical wells of the field, the physical and mechanical characteristics and the values of vertical and horizontal stresses along its trunk were determined. A 1D geomechanical model of a well in the productive rock interval was developed and the recommended density of brown mud when drilling a well in this interval was determined.

Materials and methods
The results of previously conducted experiments to determine the porosity, permeability and physical-mechanical properties of core samples were used. To build a 1D model of the well, the RN-Sigma software package was used.

Keywords
well, 1D model, Young's modulus, Poisson's ratio, compressive and tensile strength, stresses, drilling fluid density

For citation
Popov S.N., Chernyshov S.E. Development of a 1D geomechanical model of a well and determination of the recommended drilling fluid density when drilling it in the productive interval of one of the fields of the Caspian basin. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 50–53. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-50-53

Received: 30.11.2023

Проблема устойчивости открытого ствола скважины в процессе ее бурения, а также тампонажного камня и обсадной колонны после завершения строительства остается весьма актуальной [1–6], в особенности для наклонных и горизонтальных скважин. Для оптимизации траектории ствола и предотвращения аварийных ситуаций при бурении скважин в настоящее время повсеместно применяют 1D и 3D геомеханические модели [7–9]. Для таких целей до недавнего времени приходилось использовать программные комплексы, разработанные зарубежными компаниями, однако в условиях санкций и необходимости импортозамещения в последние годы стали появляться отечественные разработки, такие как, например, программное обеспечение (ПО) РН-Сигма (ПАО «НК «Роснефть», ООО «РН-БашНИПИнефть») [7].

В рамках данной работы в ПО РН-Сигма на примере скважины одного из месторождений Прикаспийской впадины разработана 1D геомеханическая модель и выполнено обоснование рекомендуемой величины плотности бурового раствора для бурения в интервале продуктивной толщи пород с учетом обеспечения устойчивости горных пород.

Для построения модели использовались корреляционные зависимости, полученные ранее в рамках публикации [10]. В данной статье был проведен анализ результатов лабораторных экспериментов по определению плотности, фильтрационно-емкостных и упруго-прочностных свойств образцов керна статическим и динамическим методами, что позволило выявить возможные статистические зависимости между данными характеристиками. На рисунке 1 приведены основные закономерности, которые будут использованы при построении 1D геомеханической модели ствола скважины.

Согласно данным геофизических исследований скважин (ГИС), в моделируемом интервале горные породы представлены только карбонатными отложениями, и имеется кривая распределения пористости, полученная на основе интерпретации акустического каротажа. Известно, что между упруго-прочностными свойствами и пористостью обычно существует достаточно тесная связь [11–13], в связи с чем появляется возможность определения упруго-прочностных свойств на основе данной характеристики.

В виде исходных данных в программный комплекс РН-Сигма были загружены следующие характеристики:

- траектория скважины (зенитный угол, азимут, глубина);
- плотность и пористость пород;
- динамический коэффициент Пуассона.

В связи с тем, что в вышележащей толще данные по распределению плотности пород отсутствовали, то в данном интервале плотность строилась на основе степенной зависимости:

$$\rho = \rho_0 - A_0(Z_{TVD} - Z_{AG})^{\alpha}, \qquad (1)$$

где ρ_0 — средняя плотность верхней части разреза; A_0 и α — константы; Z_{TVD} — истинная глубина; Z_{AG} — альтитуда ротора.

Константы A_0 и α в уравнении (1) подбирались из условия равенства плотности породы на поверхности и на уровне кровли продуктивного пласта. Полученная аппроксимирующая кривая плотности вышележащей толщи пород и исходная кривая плотности пород продуктивных отложений объединялись в одну кривую, на основе которой вычислялось распределение вертикальной компоненты напряжений.

На следующем этапе определялось распределение порового (пластового) давления. В связи с тем, что в исследовании участвовал только интервал продуктивной толщи, то давление флюида на данном участке определялось из условия, что давление на поверхности ГВК на абсолютной отметке (а.о.) -4 070 м составляет 60,5 МПа. Градиент давления задавался на основе значения плотности газоконденсатной смеси, полученной из данных проекта разработки месторождения, и равной 480 кг/м^3. Предполагалось, что скважина будет пробурена не ниже контура ГВК для избежания попадания воды в добываемую продукцию на первоначальном этапе разработки месторождения. В связи с этим плотность пластовой воды в расчетах порового давления не участвовала. В результате было получено линейной распределение давления в залежи, показанное на рисунке 2.

Как уже отмечалось, статическая величина модуля Юнга вычислялась на основе зависимости от пористости (рис. 1), при этом использовалась следующая зависимость:

$$E_{stat} = -1{,}175K_p + 30{,}5, \qquad (2)$$

где K_p – величина пористости в %.

В связи с тем, что коэффициент корреляции между статическим и динамическим коэффициентом Пуассона был весьма низким, при построении 1D модели было принято, что статическая величина данной характеристики равна динамической:

$$v_{stat} = v_{dyn} \qquad (3)$$

Так как лабораторные исследования по определению коэффициента Био не проводились, то на данном этапе моделирования принималось, что данная характеристика постоянна и равна 0,7.

Пределы прочности вычислялись на основе следующих зависимостей от пористости (рис. 2):

$$USC = -3{,}687K_p + 79{,}812, \qquad (4)$$

предел прочности при растяжении:

$$TS = -0{,}266K_p + 10{,}9. \qquad (5)$$

На основе известных пределов прочности были определены параметры угол внутреннего трения и коэффициент сцепления для критерия Кулона-Мора, который будет использован для определения условий обрушения стенок открытого ствола скважины.

На следующем этапе определялись величины горизонтальных напряжений. В связи с тем, что отсутствовали данные профилеметрии скважины и информация об анизотропии напряжений, предполагалось, что максимальные и минимальные горизонтальные напряжения равны между собой (рис. 2).

На заключительном этапе вычислялись характерные значения плотности бурового раствора, которые соответствуют: давлению поглощения бурового раствора; давлению выброса флюидов на поверхность; давлению, при котором может произойти автоГРП; минимальному давлению, при котором будет происходить обрушение стенок скважины (рис. 2). На основе полученных распределений плотностей можно сделать вывод о том, что при бурении скважины в интервале продуктивной толщи плотность бурового раствора должна быть более 1 550 кг/м^3, чтобы избежать выбросов углеводородов на поверхность, однако при этом возможно поглощение бурового раствора. Достаточное высокая величина плотности связана с аномально высоким пластовым давлением (коэффициент аномальности около 1,5). В то же время величина плотности не должна превышать величину 2 000 кг/м^3, чтобы не произошло образование трещины авто-гидроразрыва

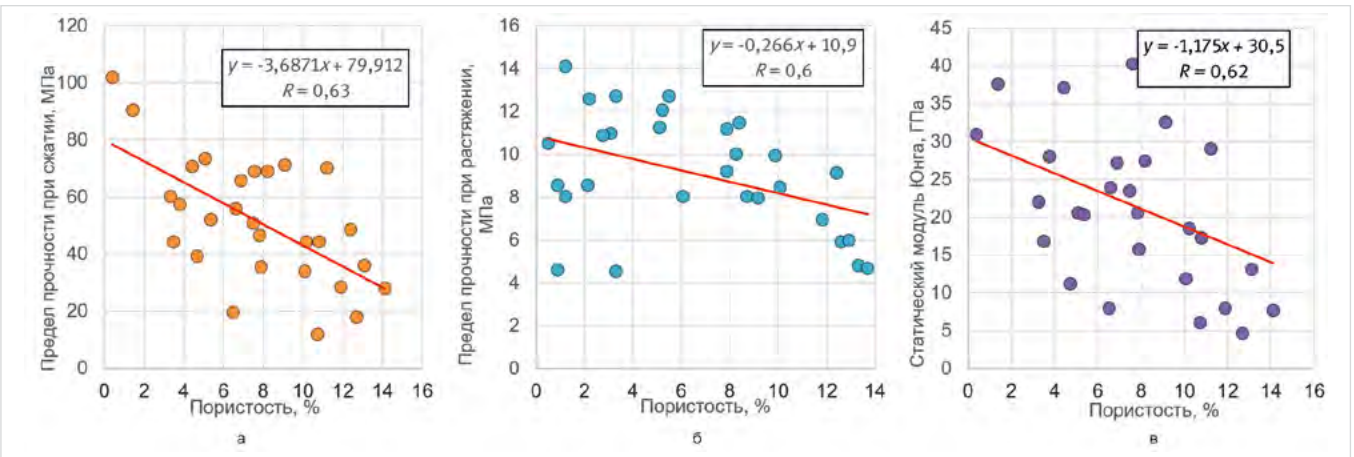


Рис. 1. Зависимости предела прочности при сжатии — а, предела прочности при растяжении — б, статического модуля Юнга — в от пористости (по данным работы [10])
Fig. 1. Dependences of compressive strength – a, tensile strength – б and static Young's modulus – в on porosity (according to [10])

пласта, однако в таком случае может происходить частичное поглощение бурового раствора. Полученные величины плотности бурового раствора могут быть использованы при бурении новых скважин вблизи рассматриваемой скважины или скважин-дублеров.

Итоги

На основе использования результатов лабораторных исследований образцов керна и исходных данных по скважине (траектория скважины, данные геофизических исследований) построена 1D геомеханическая модель в интервале продуктивных отложений одного из месторождений Прикаспийской впадины, даны рекомендации по плотности бурового раствора при бурении скважины в данном интервале пород.

Выводы

1. В рамках данной работы был использован программный комплекс РН-Сигма для построения 1D геомеханической модели скважины в интервале продуктивных отложений одного из месторождений Прикаспийской впадины.
2. Для определения упругих и прочностных свойств пород в интервале продуктивной толщи использовались зависимости данных параметров от пористости, полученные в ранних исследованиях. На основе известных значений пределов прочности определялись характеристики критерия Кулона-Мора: коэффициент сцепления и угол внутреннего трения для оценки условий обрушения стенок открытого ствола скважины.
3. Для определения вертикальной компоненты напряжений было получено распределение плотности пород по разрезу за счет объединения аппроксимирующей функции плотности пород вышележащей толщи и плотности пород-коллекторов, определенной на основе данных ГИС в интервале продуктивной толщи.
4. Было получено распределение величины горизонтальных напряжений из условия их изотропности.
5. В заключение работы вычислялись характерные величины плотности бурового раствора, соответствующие давлению поглощения бурового раствора; давлению выброса флюидов на поверхность; давлению, при котором может произойти автоГРП; минимальному давлению обрушения стенок скважины.
6. Был сделан вывод о том, что при бурении скважин на рассматриваемом участке в интервале продуктивной толщи пород плотность бурового раствора должна быть в интервале от 1 550 до 2 000 кг/м^3.

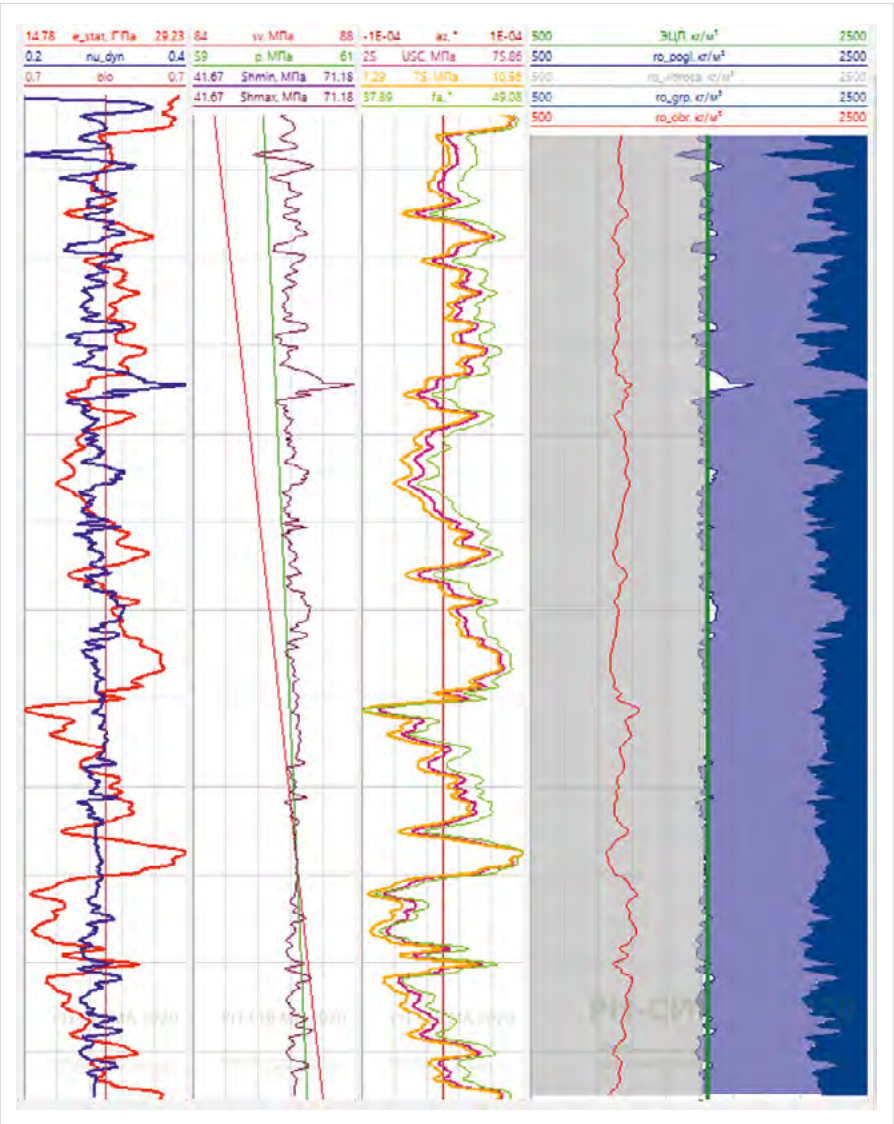


Рис. 2. Распределение исходных и расчетных характеристик в 1D геомеханической модели скважины в интервале продуктивных отложений: e_stat — статический модуль Юнга; n_dyn — динамический коэффициент Пуассона; bio — коэффициент Био; sv — вертикальная компонента напряжений; p — пластовое (поровое) давление; Shmin, Shmax — минимальное и максимальное горизонтальные напряжения, соответственно; az — азимут направления максимального горизонтального напряжения; fa — угол внутреннего трения; ЭЦП — эквивалентная циркуляционная плотность (рекомендуемая плотность бурового раствора); ro_pogl — плотность поглощения; ro_vibr — плотность выброса; ro_grp — плотность автоГРП; ro_obr — плотность, ниже которой будет происходить обрушение стенок скважины

Fig. 2. Distribution of initial and calculated characteristics in a 1D geomechanical model of a well in the interval of productive deposits: e_stat – static Young's modulus; n_dyn – dynamic Poisson's ratio; bio – Bio coefficient; sv – vertical stress component; p – reservoir (pore) pressure; Shmin, Shmax – minimum and maximum horizontal stresses, respectively; az – azimuth of the direction of the maximum horizontal stress; fa – is the angle of internal friction; ECD – equivalent circulation density (recommended drilling fluid density); ro_pogl – absorption density; ro_vibr – emission density; ro_grp – density of auto-fracturing; ro_obr – is the density below which the well walls will collapse

Литература

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p. (In Eng).
2. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
3. Вашкевич А.А., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Бочков А.С., Лукин С.В. Развитие комплексного геомеханического моделирования в ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 16–19.
4. Попов С.Н. Разработка 3D геомеханической модели участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 2. С. 1–17.
5. Попов С.Н. Определение коэффициента запаса прочности цементного камня на основе численного моделирования напряженно-деформированного состояния околоскважинной зоны с учетом изменения упруго-прочностных свойств цемента в процессе его твердения и под воздействием кислотного реагента // SOCAR Proceeding. 2021. № S2. С. 8–16.
6. Попов С.Н. Геомеханическое моделирование и анализ устойчивости эксплуатационной колонны в условиях частичного отсутствия цементного камня // SOCAR Proceeding. 2022. № S2. С. 45–51.
7. Давлетова А.Р., Киреев В.В., Кнутова С.Р., Пестриков А.В., Федоров А.И. Разработка корпоративного геомеханического симулятора для моделирования устойчивости ствола скважины // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 88–92.
8. Лукин С.В., Есипов С.В., Жуков В.В., Овчаренко Ю.В., Хомутов А.Ю., Шевчук Т.Н., Сусляков И.В. Расчет устойчивости ствола скважины для

предотвращения осложнений при бурении // Нефтяное хозяйство. 2016. № 6. С. 70–73.
9. Попов С.Н., Чернышов С.Е. Разработка геомеханической модели и определение «окна плотности» бурового раствора в интервале фаменских продуктивных отложений (на примере участка одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 11. С. 32–39.
10. Муминов С.А., Попов С.Н. Выявление закономерностей изменения геомеханических свойств карбонатного коллектора Астраханского газоконденсатного месторождения на основе экспериментальных исследований образцов керна // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 4. С. 42–48.
11. Попов С.Н., Зарипов Р.Ш., Паршуков А.В. Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений // Газовая промышленность, 2013. №8. С. 45–47.
12. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование компрессионных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 7. С. 31–35.
13. Попов С.Н., Кусайко А.С., Озун И.А. Исследование деформационных и прочностных свойств пород-коллекторов нефтяных месторождений, разрабатываемых ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 9. С. 50–56.

ENGLISH

Results

Based on the use of the results of laboratory studies of core samples and initial data on the well (well trajectory, geophysical survey data), a 1D geomechanical model was built in the interval of productive sediments of one of the fields in the Caspian basin, and recommendations were given on the density of the drilling fluid when drilling a well in this rock interval.

Conclusion

1. As part of this work, the RN-Sigma software was used to construct a 1D geomechanical model of a well in the interval of productive deposits of one of the fields of the Caspian basin.
2. To determine the elastic and strength properties of rocks in the productive interval, we used the dependences of these parameters on porosity obtained in early studies. Based on the known values of the tensile strength, the characteristics of the Coulomb-Mohr criterion were determined: adhesion coefficient and angle of internal friction to assess the conditions for the collapse of the walls of an open wellbore.
3. To determine the vertical component of stress, the distribution of rock density along the section was obtained by combining the approximating function of the density of the rocks of the overlying deposits and the density of reservoir rocks, determined on the basis of well logging data in the interval of the productive interval.
4. The distribution of the magnitude of horizontal stresses was obtained from the condition of their isotropy.
5. At the end of the work, the characteristic values of the density of the drilling fluid were calculated, corresponding to: the absorption pressure of the drilling fluid; pressure of fluid release to the surface; pressure at which auto-fracturing can occur; minimum collapse pressure of the well walls.
6. It was concluded that when drilling wells in the area under consideration in the interval of productive interval, the density of the drilling fluid should be in the range from 1 550 to 2 000 kg/m^3.

References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. Cambridge, U.K.: Cambridge University press, 2007, 505 p.
2. Fjear E., Holt R.M., Horsrud P., Raaen A.M., Risnes R. Petroleum related rock mechanics. Amsterdam: Elsevier, 2008, 492 p. (In Eng).
3. Vashkevich A.A., Zhukov V.V., Ovcharenko Yu.V., Bochkov A.S., Lukin S.V. Development of integrated geomechanical modeling in Gazprom Neft PJSC. Oil industry, 2016, issue 12, P. 16–19. (In Russ).
4. Popov S.N. Development of 3D geomechanical model of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North. Actual problems of oil and gas, 2019, issue 2, P. 1–17. (In Russ).
5. Popov S.N. Determination of the safety factor of cement stone based on numerical modeling of the stress-strain state of the near-wellbore zone, taking into account the change in the elastic-strength properties of cement during its hardening and under the influence of an acid reagent. SOCAR Proceeding, 2021, issue S2, P. 8–16. (In Russ).
6. Popov S.N. Geomechanical modeling and the casing stability analysis in conditions of partial absence of cement stone. SOCAR Proceeding, 2022, issue S2, P. 45–51. (In Russ).
7. Davletova A.R., Kireev V.V., Knutova S.R., Pestrikov A.V., Fedorov A.I. Development of a corporate geomechanical simulator for wellbore stability modeling. Oil industry, 2018, issue 6, P. 88–92. (In Russ).
8. Lukin S.V., Esipov S.V., Zhukov V.V. Ovcharenko Yu.V., Khomutov A.Yu. Shevchuk T.N., Suslyakov I.V. Borehole stability prediction to avoid drilling failures. Oil Industry, 2016, issue 6, P. 70–73. (In Russ).
9. Popov S.N., Chernyshov S.E. Development of a geomechanical model and determination of the drilling fluid density window in the interval of Famennian productive deposits (on the example of a site of one of the Timano-Pechora oil and gas province oilfield). Geology, geophysics and the development of oil and gas fileds, 2023, issue 11, P. 32–39. (In Russ).
10. Muminov S.A., Popov S.N. Identification of patterns of changes in the geomechanical properties of the carbonate reservoir of the Astrakhan gas condensate field based on experimental studies of core samples. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 4, P. 42–48. (In Russ).
11. Popov S.N., Zaripov R.Sh., Parshukov A.V. Changes in the physical and mechanical properties of rocks of the Achimov deposits of the Urengoy group of fields. Gas industry, 2013, issue 8, P.45–47. (In Russ).
12. Popov S.N., Kusayko A.S., Ozun I.A. Researching of reservoir rocks compaction properties of oil fields, developed by LLC LUKOIL-Komi. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 7, P. 31–35. (In Russ).
13. Popov S.N., Kusayko A.S., Ozun I.A. Researching of deformation and strength properties of oil-fields rocks-reservoirs operated by LLC LUKOIL-Komi. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 9, P. 50–56. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Попов Сергей Николаевич, д.т.н., заведующий лабораторией нефтегазовой механики и физико-химии пласта, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: popov@ipng.ru

Чернышов Сергей Евгеньевич, д.т.н., заведующий кафедрой нефтегазовых технологий, Пермский национальный исследовательский политехнический университет, Пермь, Россия

Popov Sergey Nikolaevich, ph.d. of engineering sciences, head of the laboratory of oil and gas mechanics and reservoir physico-chemistry, Oil and gas research institute of RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: popov@ipng.ru

Chernyshov Sergei Evgenievich, ph.d. of engineering sciences, head of the department of oil and gas technologies, Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

АСТРА

Российский стек ПО для создания ИТ-инфраструктур любого масштаба

ASTRA LINUX
Сервер. Десктоп. Мобайл. Защищенная ОС

ALD Pro
Система для управления службой каталогов

ASTRA AUTOMATION
Развертывание решений по клику

SPECT
Облачная виртуализация

vmmanager
Серверная виртуализация

Astra Consulting
Всесторонняя помощь при проектах миграции

TERMIDESK
Инфраструктура виртуальных рабочих мест

billmanager
Платформа для биллинга облачных сервисов

tantor
СУБД и платформа для администрирования и мониторинга

RUPOST
Корпоративная почта

RuBackup
Средство резервного копирования

dcimanager
Платформа для управления физической инфраструктурой

WorksPad
Мобильное рабочее место

KNOMARY
Провайдер технологических продуктов для обучения и развития сотрудников

GitFlic
Сервис для разработчиков со всеми инструментами для организаций и частных пользователей

- широкая экосистема совместимых программных и аппаратных решений
- безопасная разработка
- стабильность и защита ИТ-инфраструктур
- инструменты автоматизации и механизмы миграции
- быстрое и легкое развертывание ПО
- комплексное сопровождение проектов внедрения
- круглосуточная техническая поддержка

Более 2,5 млн инсталляций ОС Astra Linux

Российские ИТ-решения
gk-astra.ru
8(495) 369-48-16
info@astralinux.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-55-60 УДК 532.5.013 I Научная статья

Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1

Чиглинцева А.С.[1,2], Овчинников М.В.[3], Ямалов И.Р.[4]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия,
[3]АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия, [4]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье описаны результаты апробации методов пересчета давления по стволу газовой и газоконденсатной скважины, которые представляют собой однофазную модель («сухой» газ) и аналитическую формулу Адамова для газового потока с поправкой на наличие жидкости. Тестирование было осуществлено на промысловых данных, полученными при газодинамических исследованиях скважин на месторождениях В, Б, ВУ и НУ. Выявлены границы значений водогазового фактора и конденсатогазового фактора, при которых расчет давления по стволу газовой скважины осуществляется по однофазной модели («сухой» газ) с допустимым отклонением.

Материалы и методы
В ходе данной работы будут определены границы значений водогазового фактора и конденсатогазового фактора, при которых расчет давления по стволу газовой скважины можно проводить по однофазной модели («сухой» газ) или формуле Адамова с допустимым отклонением на основе промысловых данных.

Ключевые слова
газовая скважина, однофазная модель, формула Адамова, «сухой» газ, водогазовый фактор, конденсатогазовый фактор

Коллектив авторов благодарит к.ф.-м.н. Р.Р. Исламова (ООО «РН-БашНИПИнефть»), Ю.А. Захаржевского (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), А.А. Ибатулина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), М.А. Мурашкина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ») С.В. Ромашкина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), О.А. Лознюка, Р.А. Шайбакова, А.В. Пестрикова (ПАО «НК «Роснефть») за поддержку и содействие при внедрении результатов научно-исследовательских работ, за обсуждение результатов работы и ценные замечания, которые позволили значительно улучшить содержание статьи и запланировать дальнейшие исследования.

Для цитирования
Чиглинцева А.С., Овчинников М.В., Ямалов И.Р. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 55–60.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-55-60

Поступила в редакцию: 10.11.2023

UDC 532.5.013 I Original Paper

Approbation of methods for recalculating pressure along the trunk of a gas well the production of which contains liquid in the “RN-VEGA” software. Part 1

Chiglintseva A.S.[1,2], Ovchinnikov M.V.[3], Yamalov I.R.[4]
[1]“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia,
[3]“ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Noviy Urengoy, Russia, [4]“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Abstract
In this paper describes s the results of testing models for calculating bottomhole pressure in the trunk of a gas and gas-condensate well, which are a single-phase model (“dry” gas) and Adamov’s analytical formula for gas flow, adjusted for the presence of liquid. Testing was carried out using field data obtained during gas dynamic testing of wells in the V, B, VU and NU fields. The boundaries of the values of the water-gas factor and condensate-gas factor were identified, at which the calculation of pressure along the gas wellbore can be carried out using a single-phase model (“dry” gas) with an acceptable deviation.

Materials and methods
In this work, the boundaries of the values of the water-gas factor and the condensate-gas factor will be determined at which the pressure calculation along the gas wellbore can be carried out using a single-phase model (“dry” gas) or Adamov’s formula with a permissible deviation based on field data.

Keywords
gas well, single-phase model, Adamov’s formula, “dry” gas, water-gas factor, condensate-gas factor

For citation
Chiglintseva A.S., Ovchinnikov M.V., Yamalov I.R. Approbation of methods for recalculating pressure along the trunk of a gas well the production of which contains liquid in the “RN-VEGA” software. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 55–60. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-55-60

Received: 10.11.2023

Введение

Исследования в области моделирования течения многофазного потока в каналах находят все больше применения для решения практических задач в области газодинамических исследований скважин. Расчет давления по стволу скважины становится актуальным, когда скважины не оснащены телеметрией, или когда она вышла из строя. Корректность расчета перепада давления в стволе газовой скважины зависит от учета наличия жидкой фазы, которая обусловлена выпадением конденсата в пласте и по стволу, конденсацией водяных паров, содержащихся в газе, обводнением скважин пластовой водой. Пересчет давления без учета жидкой фазы может привести к значительным погрешностям и некорректной интерпретации газодинамических исследований скважин. Более того, при разработке газоконденсатных месторождений могут происходить процессы ретроградной конденсации, вследствие чего появляется выпадение конденсата как в пласте, так и в стволе скважины. Поэтому пересчет давления в такой скважине должен учитывать фазовые переходы, обусловленные изменением термобарических условий.

Существуют различные методы и подходы для определения забойного давления по подвижному столбу газа. Методика расчета забойного давления главным образом зависит от наличия в газе жидкости, структуры течения газожидкостного потока и конструкции скважины [1–5]. С точки зрения практики, наиболее известными и часто применяемыми для расчета давления в стволе газовой/газоконденсатной скважины являются аналитические формулы и модель однофазного потока. Например, в работе [6] предложена схема расчета потерь давления в газовых скважинах, в продукции которых имеется вода, основанная на экспериментальных исследованиях газожидкостных потоков. Определены условия (значения дебита скважины и водогазового фактора — ВГФ), при которых наличием жидкости в продукции скважины можно пренебречь и расчет производить по формуле Адамова или однофазной модели.

Результаты расчета давления в газовых скважинах, в продукции которых имеется жидкость, на основе модели многофазного потока Ансари и формулы Адамова представлены в работе [7]. Описывается опыт применения механистического подхода при моделировании движения многофазного потока и расчета потерь давления по стволу скважины. При этом учитывается влияние пространственного положения ствола и фазового состояния флюида в расчетных элементах скважины. На примере трех ачимовских скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения показана более высокая точность расчетов забойного давления при применении механистической модели Ансари в сравнении с формулой Адамова. На основе промысловых данных разработана модель течения газоконденсатной смеси и достигнуты хорошие показатели в прогнозировании величин истинного газосодержания и забойного давления (погрешность расчета составила менее 1 %) [7].

В работе [8] описана методика и получена аналитическая формула для расчета забойного давления в работающих газовых скважинах с учетом пластовой воды. Успешные результаты сравнения с промысловыми данными дают право применять данную методику в широких диапазонах значений обводненности газовых скважин в практических расчетах.

В работе [9] получена аналитическая формула, которая представляет собой аналог формулы Адамова для практических расчетов, когда продукция газовых скважин содержит жидкую фазу при любой их конфигурации.

Анализ исследований показал, что, несмотря на простоту моделей, заложенных в аналитических формулах, в частности, Адамова, они позволяют учесть жидкость в потоке газа и с достаточной для практики точностью рассчитать давление в газовых скважинах. Это обстоятельство определило цель исследования, которая заключается в апробации однофазной модели и формулы Адамова для расчета давления в стволе газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, и выявлении границ их применимости на месторождениях ПАО «НК «Роснефть».

Актуальность исследований в области построения моделей многофазного течения применительно к расчету давления в таких скважинах связана, в первую очередь, с потребностью в корректности и точности полученных результатов. Это позволит, главным образом, обеспечить надежность прогнозных значений забойного давления для различных режимов работы скважины («сухой» газ / наличие жидкости в потоке газа) и повысить качество проводимых гидродинамических исследований в области разработки месторождений компании. Более того, на сегодняшний день создан программный комплекс интерпретации ГДИС «РН-ВЕГА» [10, 11]. Внедрение рассматриваемых моделей позволяет, с одной стороны, расширить функционал в части пересчета давления в добывающих скважинах, а с другой стороны, станет важной составляющей для дальнейшего усовершенствования уникального программного продукта.

Расчет забойного давления при отсутствии жидкости в потоке газа

Закон сохранения импульса для установившегося движения газа в трубе, пренебрегая силами инерции, которые обычно на несколько порядков меньше, гравитационных сил, относительно общего градиента давления, запишем в виде формулы (1)

$$\frac{dp}{dL} = \rho_g g \cos(\theta) + \frac{f \rho_g v_g^2}{2d_t}, \qquad (1)$$

где p — давление для данного сечения ствола скважиные, Па; L — измеренная глубина насосно-компрессорных труб (НКТ), м; ρ_g — плотность газа в текущих условиях, кг/м^3; g — ускорение свободного падения, м/с^2; θ — угол отклонения НКТ от вертикали, град.; f — коэффициент трения; v_g — скорость газа, м/с; d_t — внутренний диаметр НКТ, м.

Уравнение состояния газа примем в виде

$$\rho_g = \frac{p}{T} \frac{\rho_{g(sc)} T_{(sc)}}{z p_{(sc)}}, \qquad (2)$$

где T — текущая температура, К; $T_{(sc)}$ — температура в поверхностных условиях, К; $p_{(sc)}$ — давление в поверхностных условиях, Па; $\rho_{g(sc)}$ — плотность газа в поверхностных условиях, кг/м^3; z — коэффициент сверхсжимаемости газа в текущих условиях.

Скорость газа в трубе вычисляется по формуле

$$v_g = \frac{q_{g(sc)} B_g}{A_t}. \qquad (3)$$

Учитывая, что

$$v_{g(sc)} = \frac{q_{g(sc)}}{A_t} \text{ и } B_g = \frac{zTp_{(sc)}}{T_{(sc)} p}, \qquad (4)$$

получим

$$v_g = v_{g(sc)} \frac{zTp_{(sc)}}{T_{(sc)} p}, \qquad (5)$$

где $v_{g(sc)}$ — скорость газа в поверхностных условиях, м/с; $q_{g(sc)}$ — дебит газа в поверхностных условиях, м^3/с; B_g — коэффициент объемного расширения газа в текущих условиях; A_t — площадь поперечного сечения НКТ.

Подставляя выражения (2) и (5) в уравнение (1), получим

$$\frac{dp}{dL} = pC + D\frac{1}{p}, \qquad (6)$$

$$C = \frac{\rho_{g(sc)} T_{(sc)}}{z_{av} p_{(sc)} T_{av}} g \cos(\theta),$$

$$D = \frac{f}{2d_t} \frac{\rho_{g(sc)} z_{av} T_{av} p_{(sc)} v^2_{g(sc)}}{T_{(sc)}},$$

где T_{av} — среднее значение абсолютной температуры на малом участке dL НКТ, К; z_{av} — среднее значение коэффициента сверхсжимаемости газа на малом участке dL НКТ. В том случае, если на любой глубине в скважине произведение zT несущественно отличается от произведения $z_{av}T_{av}$, то забойное давление можно определить, интегрируя уравнение (6). Согласно принятым константам, при принятых значениях давления и температуры в поверхностных условиях ($T_{(sc)}$ = 293,15 К, $p_{(sc)}$ = 101 325 Па), а также выражению (4) формула для расчета давления на забое газовой скважины примет вид представленный на рисунке 1 [2, 3].

Выражение (рис. 1) представляет собой формулу Г.А. Адамова, которая широко применяется в практических расчетах забойного давления в скважине. Данная зависимость получена для условий потока «сухого» газа, поэтому неизменное значение его относительной плотности снижает чувствительность данного метода к факту изменения плотностей фаз газа и конденсата по стволу скважины и, более того, не учитывает

$$p_{заб} = \sqrt{p^2_{уст} \exp(2S_0) + \frac{9{,}88 \cdot 10^3}{\cos(\theta)} \frac{f}{d^5_t} z^2_{av} T^2_{av} q^2_{g(sc)} \left(\exp(2S_0) - 1\right)},$$

$$S_0 = 0{,}0341 \frac{\gamma_g}{z_{av} T_{av}} L \cos(\theta)$$

Рис. 1. Формула для расчета давления на забое газовой скважины: $p_{уст}$ — устьевое давление, Па; γ_g — относительная плотность газа по воздуху (плотность воздуха в поверхностных условиях 1,205 кг/м^3)

Fig. 1. Formula for calculating the gas well bed pressure: $p_{уст}$ – wellhead pressure, P_a; γ_g – relative density of gas by air (air density in surface conditions 1,205 kg/m^3)

дополнительные потери давления вследствие взаимодействия фаз.

Согласно работам [2, 3], в газовых скважинах в основном имеет место турбулентный режим течения, и при этом коэффициент гидравлического сопротивления рекомендуется определять по формуле Kleyweg

$$f = 0,25\left(\lg\left[\frac{5,62}{\mathrm{Re}^{0,9}} + \frac{2\varepsilon/d_t}{7,41}\right]\right)^{-2}. \quad (7)$$

Число Рейнольдса вычисляется согласно следующему выражению:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho_g v_g d_t}{\mu_g},$$

где μ_g — динамическая вязкость газа в текущих условиях, Па·с.

Расчет забойного давления при наличии жидкости в потоке газа

Наличие жидкости в продукции скважин может быть обусловлено следующими факторами: выпадением конденсата, вызванным изменением термодинамических условий в процессе движения однофазной газоконденсатной смеси в пласте и по стволу, конденсацией водяных паров, содержащихся в газе, обводнением скважин пластовой водой, закачкой антикоррозийных ингибиторов в скважину и т.д. [2, 3]. Во всех этих случаях потери давления в стволе отличаются от таковых в скважинах с «сухим» газом.

При наличии жидкости в потоке газа необходимо рассчитать плотность жидкости по формуле, согласно балансу массы жидкости:

$$\rho_l = \frac{q_w\rho_w + q_c\rho_c}{q_l}, \quad (8)$$

где q_l — дебит жидкости, м³/с; q_w — дебит воды, м³/с; q_c — дебит конденсата, м³/с; ρ_w — плотность воды, кг/м³; ρ_c — плотность конденсата, кг/м³.

Согласно работам [2, 3], эффективный дебит газожидкостной смеси можно рассчитать по формуле

$$q_{эф(sc)} = \frac{M_{g(sc)} + M_{l(sc)}}{\rho_{g(sc)}} = q_{g(sc)} + \frac{M_{l(sc)}}{\rho_{g(sc)}}. \quad (9)$$

$$M_{l(sc)} = q_{l(sc)}\rho_{l(sc)},$$

$$M_{g(sc)} = q_{g(sc)}\rho_{g(sc)},$$

где $M_{l(sc)}$ — массовый расход жидкости в поверхностных условиях, кг/с; $M_{g(sc)}$ — массовый расход газа в поверхностных условиях, кг/с; $q_{l(sc)}$ — дебит жидкости в поверхностных условиях, м³/с; $q_{g(sc)}$ — дебит газа в поверхностных условиях, м³/с; $\rho_{l(sc)}$ — плотность жидкости в поверхностных условиях, кг/м³; $\rho_{g(sc)}$ — плотность газа в поверхностных условиях, кг/м³.

Поправочный коэффициент на плотность определяется по формуле [2]

$$\rho = \frac{\rho_g\varphi + (1-\varphi)\rho_{l(sc)}}{\rho_g}, \quad (10)$$

где φ — истинное газосодержание потока. Здесь плотность газа ρ_g вычисляется при средних значениях давления и температуры в стволе скважины. Поскольку истинное газосодержание потока по сечению трубы в скважине, как правило, неизвестно, то приближенно его можно найти по формуле [2, 3]

$$p_{заб} = \sqrt{p_{уст}^2\exp(2S_0) + \frac{9,88\cdot10^3}{\cos(\theta)}\frac{f}{\rho d_t^5} z_{av}^2 T_{av}^2 q_{эф(sc)}^2\left(\exp(2S_0)-1\right)}$$

$$S_0 = 0,0341\frac{\rho\gamma_g}{z_{av}T_{av}}L\cos(\theta)$$

Рис. 2. Приближенный расчет забойного давления без учета фазовых переходов, режима и структуры потока
Fig. 2. Approximate calculation of downhole pressure without taking into account phase transitions, mode and flow structure

$$\varphi = \beta = \frac{q_g}{q_g + q_{l(sc)}}. \quad (11)$$

С учетом поправочного коэффициента на плотность и эффективного дебита смеси, формула (рис. 1) для приближенного расчета забойного давления без учета фазовых переходов, режима и структуры потока имеет вид, представленный на рисунке 2 [2, 3].

Расчет давления в газовой скважине, в продукции которой присутствует жидкость, на примере В, ВУ, НУ и Б месторождений

Исходными данными для прогнозирования давления по стволу газовой скважины являются конструкция скважины, термобарические условия и расходные характеристики добываемых флюидов (данные системы телеметрии скважин), состав пластового флюида (данные по лабораторным исследованиям проб).

Расчет давления по аналитическим формулам был осуществлен на промысловых данных, полученных при газодинамических исследованиях на трех газовых и 21 газоконденсатных скважинах с глубинными замерами давления, буферного давления и расходов добываемых флюидов (табл. 1) на В, ВУ, НУ и Б месторождениях при различных значениях конденсатогазового фактора (КГФ) и ВГФ.

Для скважин № 1-3 (табл. 1), в качестве методов пересчета забойного давления была принята формула Адамова (рис. 2) и однофазная модель (газ) (1). Результаты сравнения рассчитанного давления с глубинным замером представлены в таблице 2. Согласно полученным результатам, можно утверждать, что и однофазная модель (газ), и формула Адамова с достаточной точностью позволяют провести расчет давления в газовой скважине (среднее относительное отклонение менее 1 %, что в абсолютных единицах составляет

Табл. 1. Список газовых/газоконденсатных скважин
Tab. 1. List of gas/gas condensate wells

Месторождение	№ скважины	Глубина замера, м	Qгаза, тыс. м³/сут	КГФ, см³/м³	ВГФ, г/м³
В	X6Y	550	100–271	–	–
	X0Y	550	60–270	–	–
	X4Y	565	85–345	–	–
ВУ	20X01	3 532	235–876	297–338	0,4–3,7
	20X02	3 675	400–905	324–338	0,3–0,5
	20X04	3 310	250–602	260–325	3,3–8
	20X05	3 582	226–505	292–367	0–26,5
	2XY04	3 992	181–676	289–381	1,8–13,3
НУ	Y0X01	3 692	246–585	160–248	5,7–12,6
	Y0X02	3 892	246–570	164–256	4,4–16
	Y0X03	3 370	214–506	114–247	6,6–18,4
	Y0X07	3 896	180–457	148–255	1,3–13
	Y0Y01	3 770	243–763	187–291	4,7–11,7
	Y0Y03	3 865	330–863	280–301	4,6–6,4
	Y0Y04	3 924	283–735	245–254	4–8,6
	Y0Y06	3 886	276–790	170–240	0,3–122
	Y0Y07	3 817	288–700	196–205	4,6–6,7
	1XY02	3 702	148–290	142–196	1,7–27
	1XXX2	4 118	263–545	167	2–3,3
	XXY02	3 908	144–153	111–137	60–66
	1YY01	4 024	254–645	108–110	9–12
	1YY05	3 520	238–542	100	6,4–11
Б	Z72	1 250	150–274	–	6–7
	Z82	1 270	200–343	–	251–252

Табл. 2. Результаты сравнения рассчитанного забойного давления по однофазной модели (газ) и формуле Адамова с глубинными замерами
Tab. 2. Results of comparison of the calculated bottomhole pressure using a single-phase model (gas) and Adamov's formula with deep measurements

№ пп	Qгаза, тыс. м³/сут	Среднее относительное отклонение, %	
		по формуле Адамова	по однофазной модели (газ)
1	100–271	0,38	0,34
2	60–270	1,18	1,18
3	85–345	0,22	0,23
Среднее значение		0,6	0,6

0,1 МПа). Более того, установлено, что расчет давления в скважинах с «сухим» газом либо по формуле Адамова, либо по однофазной модели (газ) дает один и тот же результат по рассматриваемым скважинам.

Результаты расчета давления по стволу газовых скважин, в потоке которых присутствует конденсат и/или вода, представлены в таблице 3 и на рисунках 3, 4. Особенностью таких скважин по сравнению с нефтяными является то, что здесь могут реализовываться только два режима многофазного потока — вспененный и дисперсно-кольцевой [13]. Несмотря на то, что формула Адамова с поправкой на наличие жидкости в потоке газа позволяет с минимальным отклонением рассчитать забойное давление по сравнению с однофазной моделью (рис. 3 а–г), очевиден тот факт, что подобные расчеты в таких скважинах должны основываться на моделях многофазных течений, которые учитывают структуру и режимы течения. В частности, из рисунка 4б видно, что при большом значении ВГФ (251 г/м³) ни один из представленных подходов не дает приемлемой для практики точности расчета давления. Так, среднее относительное отклонение составляет 4,3 % по формуле Адамова и 10,1 % по однофазной модели, что в абсолютных значениях 0,4 МПа и 1 МПа, соответственно. Более того, расчет по однофазной модели может проводиться лишь при небольших значениях ВГФ (до 10 г/м³) и КГФ (до 100 см³/м³), при этом среднее относительное отклонение составляет менее 2 % (рис. 4а, табл. 3). Однако аналитическое решение в виде формулы Адамова вполне может использоваться для расчета давления и являться простым инструментом для определения его оценочного значения без установления каких-либо режимов в скважине.

Итоги

Показано, что однофазная модель позволяет рассчитать давление по стволу газовой скважины с небольшой ошибкой (относительное отклонение менее 2 %) при небольших значениях ВГФ (примерно до 10 г/м³) и КГФ (примерно до 100 см³/м³). При значениях выше указанных установлено, что расчет давления в случае выноса жидкости потоком газа должен осуществляться преимущественно по формуле Адамова, которая обеспечивает минимальное относительное отклонение по сравнению с однофазной моделью (более чем в 2 раза). Однако данная формула (КГФ ›200см³/м³ и

Табл. 3. Результаты сравнения рассчитанного забойного давления с глубинным замером при газодинамических исследованиях скважин, в продукции которых присутствует жидкость
Tab. 3. Results of comparison of the calculated bottomhole pressure with deep measurements when testing a well in which liquid is present

КГФ, см³/м³	ВГФ, г/м³	Среднее относительное отклонение, %	
		Однофазная модель	Формула Адамова с поправкой на наличие жидкости
297–338	0,4–3,7	3,1	1,2
324–338	0,3–0,5	3,9	0,7
260–325	3,3–8	3,6	1,0
292–367	0–26,5	2,3	2,0
289–381	1,8–13,3	2,7	1,7
160–248	5,7–12,6	4,6	1,5
164–256	4,4–16	6,4	3,3
114–247	6,6–18,4	5,9	3,3
148–255	1,3–13	5,1	2,5
187–291	4,7–11,7	3,8	0,1
280–301	4,6–6,4	3,3	0,8
245–254	4–8,6	3,3	1,4
170–240	0,3–122	2,3	1,3
196–205	4,6–6,7	7,5	0,7
142–196	1,7–27	4,7	3,0
167	2–3,3	0,9	0,6
111–137	60–66	5,5	2,0
108–110	9–12	2,0	1,6
100	6,4–11,1	1,8	1,3
–	6–7	1,5	0,6
–	251–252	10,1	4,3

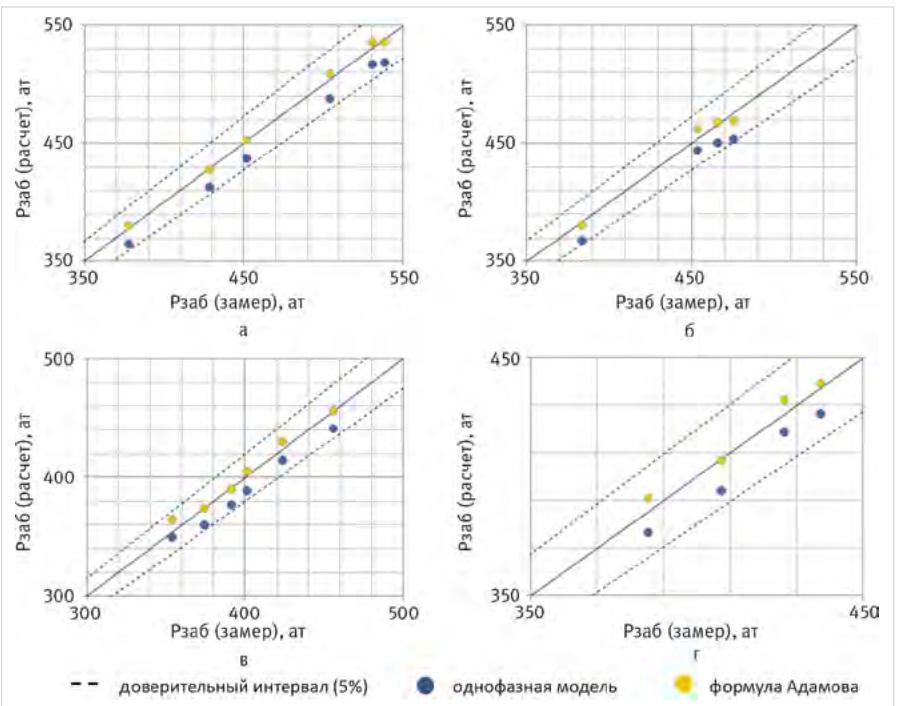


Рис. 3. Сравнение результатов расчета забойного давления, выполненного в программном комплексе «РН-ВЕГА», с фактическими данными для скважин, в продукции которых присутствует конденсат и вода: а — 20Х01, б — 20Х04, в — Y0Y01, г — Y0Y06
Fig. 3. Comparison of the results of calculating bottomhole pressure obtained in the "RN-VEGA" software package with actual data for wells whose production contains condensate and water: а – 20Х01, б – 20Х04, в – Y0Y01, г – Y0Y06

ВГФ ›250 г/м³) не всегда позволяет расчитать давление на забое исследуемых скважин с достаточной для практике точностью (максимальное среднее относительное отклонение 3,3 % и 4,3 % соответственно).

Выводы

Проблема расчета давления в стволе газовой скважины связана в первую очередь со сложностью описания характеристик многофазного потока, который обладает разнообразной структурой (капельки жидкости в ядре потока, пленка жидкости на стенках канала, реверсивное движение) и сопровождается фазовыми переходами (ретроградная конденсация, испарение конденсата). Учет этих факторов влияет на точность прогнозирования давления и на последующее формирование технологических режимов таких скважин. Здесь необходимы подходы и новые модели газожидкостных течений, которые бы, главным образом, основывались на экспериментах, проводимых в условиях, близких к скважинным, и учитывали особенности таких потоков (фазовые переходы, потери давления на трение при наличие жидкости в потоке газа, межфазные взаимодействия, режимы течения).

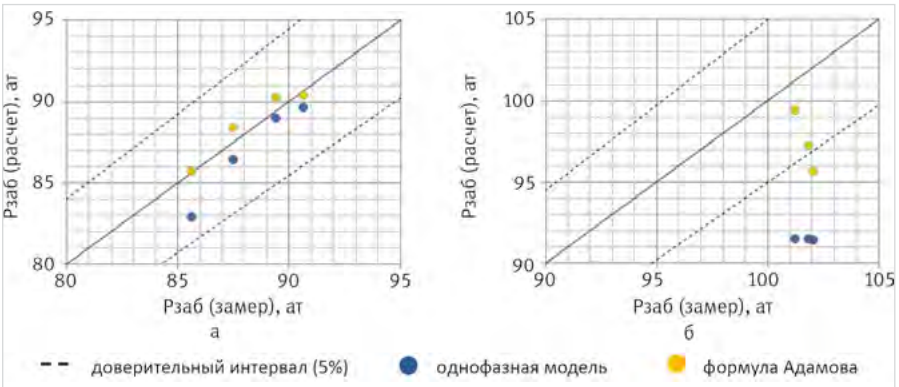


Рис. 4. Сравнение результатов расчета забойного давления, выполненного в программном комплексе «РН-ВЕГА», с фактическими данными для скважин, в продукции которых присутствует вода: а — Z72, б — Z82
Fig. 4. Comparison of the results of calculating bottomhole pressure obtained in the "RN-VEGA" software package with actual data for wells whose production contains water: a – Z72, б – Z82

Литература

1. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
2. Алиев З.С., Самулова Л.В., Мараков Д.А. Газогидродинамические исследования газовых пластов и скважин: Учебное пособие для вузов. М.: МАКС Пресс, 2011. 220 с.
3. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.
4. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. 2018. № 13. С. 235–242.
5. Нигматуллин Ф.Н., Исламов Р.Р., Муслимов Б.Ш., Уткин Е.В., Ибатулин А.А. Комплексный подход по контролю за разработкой газовых залежей на примере «РН-Пурнефтегаз» // Наука и техника в газовой промышленности. 2020. № 1. С. 17–23.
6. Николаев О.В., Моисейкин П.А., Стоноженко И.В., Шулепин С.А. О расчете потерь давления для газовой скважины, продукция которой содержит воду // Вести газовой науки. 2015. № 3. С. 42–46.
7. Корякин А.Ю., Дороничев Н.А., Сафронов М.Ю., Кильянов М.Ю., Кондратьев К.И., Григорьев М.В. Опыт применения механистического моделирования параметров многофазного потока в стволе скважин ачимовских отложений Уренгойского НГКК с целью точного прогнозирования градиента давления // Территория Нефтегаз. 2015. № 10. С. 94–102.
8. Салаватов Т.Ш., Аскеров Р.Х. Определение забойного давления в процессе эксплуатации обводненных газовых скважин // Газовая промышленность. 2017. № 1. С. 26–29.
9. Николаев О.В., Соколов В.А. Методика расчета технологических параметров вертикальных газовых скважин, продукция которых содержит жидкость // Вести газовой науки. 2016. № 2. С. 84–90.
10. Анализ и интерпретация гидродинамических исследований скважин (ГДИС). URL: https://rn.digital/rnvega (дата обращения 02.11.2023).
11. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.Р., Мирошниченко В.П., Якупов Р.Ф., Ямалов И.Р. Результаты апробации моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 106–110.
12. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Texas: Henry L. Doherty memorial fund of AIME, SPE Inc, 1999, 156 p. (In Eng).
13. Николаев О.В. Совершенствование методов гидродинамического моделирования процессов добычи газа по результатам экспериментальных исследований газожидкостных потоков: Диссертация. Москва: Газпром ВНИИГАЗ, 2022. 328 с.

ENGLISH

Results

It is shown that the single-phase model makes it possible to calculate the pressure along the gas wellbore with a small error (relative deviation less than 2 %) at small values of VGF (up to approximately 10 g/m³) and CGF (up to approximately 100 cm³/m³). With values above those indicated, it has been established that the calculation of pressure in the case of liquid removal by a gas flow should be carried out primarily using the Adamov formula, which ensures a minimum relative deviation compared to the single-phase model (more than 2 times). However, this formula does not always (KGF ›200 cm³/m³ and VGF ›250 g/m³) allow one to calculate the pressure at the bottom of the studied wells with sufficient accuracy for practice (the maximum average relative deviation is 3,3 % and 4,3 %, respectively).

Conclusions

The problem of calculating pressure in a gas wellbore is associated primarily with the complexity of describing the characteristics of a multiphase flow, which has a diverse structure (liquid droplets in the flow core, a liquid film on the channel walls, reverse movement) and is accompanied by phase transitions (retrograde condensation). Consideration of these factors affects the accuracy of pressure forecasting and the subsequent formation of technological modes of such wells. Approaches and new models of gas-liquid flows are needed here, which would be mainly based on experiments conducted in conditions close to borehole ones and take into account the features of such flows (phase transitions, friction pressure losses in the presence of liquid in the gas stream, interfacial interactions, flow modes).

References

1. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instruction for complex research of gas and gas condensate formations and wells. Moscow: Nedra, 1980, 301 p. (In Russ).
2. Aliev Z.S., Samulova L.V., Marakov D.A. Gas-hydrodynamic studies of gas formations and wells: A textbook for universities. Moscow: MAKS Press, 2011, 220 p. (In Russ).
3. Gritsenko A.I., Aliev Z.S., Ermilov O.M., Remizov V.V., Zotov G.A. Well testing guide. Moscow: Nauka, 1995, 523 p. (In Russ).
4. Izyumchenko D.V., Mandrik E.V., Melnikov S.A., Ploskov A.A., Moiseev V.V.,

Kharitonov A.N., Pamuzhak S.G. Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. Vesti gazovoy nauki, 2018, issue 1, P. 235–242. (In Russ).
5. Nigmatullin F.N., Islamov R.R., Muslimov B.Sh., Utkin E.V., Ibatulin A.A. An integrated approach to monitoring the development of gas reservoirs (RN Purneftegaz LLC case). Science and technology in the gas industry, 2020, issue 1, P. 17–23. (In Russ).
6. Nikolaev O.V., Moiseikin P.A., Stonozhenko I.V., Shulepin S.A. On calculation of pressure drops in a gas well, which product contains water. Vesti gazovoy nauki, 2015, issue 3, P. 42–46. (In Russ).
7. Koryakin A.Yu., Doronichev N.A., Safronov M.Yu., Kilyanov M.Yu., Kondratyev K.I., Grigoriev M.V. Experience of mechanical modeling application for multiphase flow parameters in the wellbore of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field for the purpose of pressure gradient extended forecast. Oil and Gas Territory, 2015, issue 10, P. 94–102. (In Russ).
8. Salavatov T.Sh., Askerov R.Kh. Well bottom pressure of gas slit in the process of forming which having patch water. Gas industry, 2017, issue 1, P. 26–29. (In Russ).
9. Nikolaev O.V., Sokolov V.A. Procedure for calculating process variables of vertical gas wells, which product contains liquid. Vesti gazovoy nauki, 2016, issue 2, P. 84–90. (In Russ).
10. Analysis and interpretation of hydrodynamic well surveys (DIS). URL: https://rn.digital/rnvega (date of access 02.11.2023). (In Russ).
11. Chiglintseva A.S., Sorokin I.A., Urazov R.R., Miroshnichenko V.P., Yakupov R.F., Yamalov I.R. Results of approbation of multi-phase flow models for pressure calculation in the RN-VEGA software. Oil industry, 2023, issue 5, P. 106–110. (In Russ).
12. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Texas: Henry L. Doherty memorial fund of AIME, SPE Inc, 1999, 156 p. (In Eng).
13. Nikolaev O.V. Improving methods for hydrodynamic modeling of gas production processes based on the results of experimental studies of gas-liquid flows. Dissertation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ LLC, 2022, 328 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чиглинцева Ангелина Сергеевна, д.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
Для контактов: chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Овчинников Максим Владимирович, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Ямалов Ильнур Рамзович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Chiglintseva Angelina Sergeevna, doctor of physical and mathematical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; assistant professor, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
Corresponding author: chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Ovchinnikov Maxim Vladimirovich, head of department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Yamalov Ilnur Ramzovich, chief specialist, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SIBEXPO SERVICE
www.ses.net.ru

Восемнадцатая межрегиональная выставка оборудования для нефтегазового комплекса
ГАЗ. НЕФТЬ.
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ — КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ
НОВЫЙ УРЕНГОЙ, 27–28 марта 2024

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

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-61-67 УДК 532.5+537.8 I Научная статья

О влиянии высокочастотного электромагнитного поля на процессы смешивающегося неизотермического течения многокомпонентной многофазной жидкости в сложных средах

Хисматуллина Ф.С.[1,2], **Демид М.С.**[2], **Закирова Д.Р.**[2]
[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, [2]РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия
farida.khismatullina@lukoil.com

Аннотация
Классические методы моделирования многофазной многокомпонентной фильтрации, в частности, моделирование высокочастотного электромагнитного (ВЧ ЭМ) воздействия на насыщенный пласт, используют модели простой сжимаемости, в которых не учитываются эффекты ограниченного растворения компонентов друг в друге, а при осуществлении расчета многофазных течений с фазовыми переходами такой способ некорректен. Более того, такие расчеты проводятся для каких-то гипотетических пластов или пластов с осредненными свойствами.
В данной работе предлагается воспользоваться свойствами конкретного пласта напрямую: использовать результаты экспериментальных исследований пластовых нефтей месторождения, с помощью специализированных симуляторов создать модель свойств, согласованных между собой, настроить модель на эти результаты исследований, таким образом получить распределение свойств по реальному пласту в виде набора свойств флюидов. Вместо уравнения состояния использовать базу данных свойств: плотности, объемных коэффициентов в зависимости от давления, температуры и насыщенностей в данной точке пласта. Эту базу данных применить к аналитической задаче для наблюдения поведения пласта в условиях воздействия высокочастотного электромагнитного поля (ВЧ ЭМП), т.е. в условиях изменения температуры, давления, концентраций компонент в потоке. Таким образом, предлагается связать фундаментальную математическую задачу с практической разработкой месторождений.

Материалы и методы
Результаты экспериментальных исследований пластовых нефтей месторождения, PVT-симулятор, Python-скрипт для вычисления PVT-свойств.

Ключевые слова
высокочастотное электромагнитное поле, насыщенная пористая среда, фильтрация, фазовый переход, флюид, высоковязкая нефть залежь углеводородов, процессы тепло- и массопереноса, неизотермическая PVT-модель

Для цитирования
Хисматуллина Ф.С., Демид М.С., Закирова Д.Р. О влиянии высокочастотного электромагнитного поля на процессы смешивающегося неизотермического течения многокомпонентной многофазной жидкости в сложных средах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 61–67. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-61-67

Поступила в редакцию: 20.11.2023

UDC 533.583.2+537.868 I Original Paper

On the influence of a high-frequency electromagnetic field on the processes of mixing non-isothermal flow of a multicomponent multiphase liquid in complex media

Khismatullina F.S.[1,2], **Demid M.S.**[2], **Zakirova D.R.**[2]
[1]"LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia, [2]Gubkin University, Moscow, Russia.
farida.khismatullina@lukoil.com

Absract
Classical methods of modeling multiphase multicomponent filtration, in particular, modeling of high-frequency electromagnetic (HF EM) influence on saturated reservoir use simple compressibility models, which do not take into account the effects of limited dissolution of components in each other. This method is not correct when calculating multiphase flows with phase transitions. Moreover, such calculations are performed for some hypothetical reservoirs or reservoirs with averaged properties.
In this paper we propose to use the properties of a particular reservoir directly: use the results of experimental studies of reservoir oils of the field, use specialized simulators to create a model of properties, consistent with each other, adjust the model to these results of studies, thus obtaining the distribution of properties of the real reservoir in the form of a set of fluid properties. Instead of an equation of state, use a database of properties: density, volume coefficients as a function of pressure, temperature, and saturations at a given point in the reservoir. This database should be applied to the analytical problem to observe the reservoir behavior under the influence of high-frequency electromagnetic field (HF EMF), i.e. under the conditions of changing temperature, pressure, concentrations of components in the flow. Thus, it is proposed to connect the fundamental mathematical problem with practical field development.

Materials and methods
Results of experimental studies of reservoir oils of the field, PVT-simulator, python-script for calculation of PVT-properties.

Keywords
high-frequency electromagnetic field, saturated porous medium, filtration, phase transition, fluid, high-viscosity oil, hydrocarbon reservoir, heat and mass transfer processes, non-isothermal PVT model

For citation
Khismatullina F.S., Demid M.S., Zakirova D.R. On the influence of a high-frequency electromagnetic field on the processes of mixing non-isothermal flow of a multicomponent multiphase liquid in complex media. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 61–67. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-61-67

Received: 20.11.2023

Введение

В условиях уменьшения запасов легких нефтей возникает потребность в разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов. Однако для разработки таких ресурсов нужны специальные технологии. Как правило, высоковязкие нефти разрабатываются с использованием тепловых методов. Одним из перспективных тепловых методов является высокочастотное электромагнитное воздействие [1–6]. Одним из сдерживающих факторов при внедрении данного метода является отсутствие инструментов для моделирования воздействия.

Высокочастотное электромагнитное воздействие на пласт и призабойную зону основано на использовании особенностей термогидродинамических процессов в продуктивных коллекторах [7–9]. Поле действует, в частности, на компоненты тяжелых нефтей, образующие сложные конгломераты и сетчатые структуры с полярными элементами, такие как смолы и асфальтены, потому что они являются полярными соединениями. Под действием внешнего поля полярные составляющие соединений начинают ориентироваться вдоль направления поля, а так как это поле меняет свое направление с высокой частотой, то происходит разрушение этих структур и выделение теплоты. Усиление воздействия ВЧ ЭМ нагрева проводится закачкой смешивающимся с пластовым флюидом агента, которое происходит за счет дополнительного уменьшения вязкости углеводородного флюида в результате смешивания и вследствие уменьшения требуемой температуры нагрева флюида [10–12].

Классические подходы к решению задачи фильтрации, в частности, при моделировании ВЧ ЭМ воздействия [13] используют модели простой сжимаемости, в решениях используются осредненные свойства флюидов и параметры гипотетических пластов, поэтому они не учитывают эффекты ограниченного растворения компонентов друг в друге, а при осуществлении расчета многофазных течений с фазовыми переходами такой подход некорректен. Для моделирования ВЧ ЭМ прогрева пласта на данный момент не существует инструмента, сочетающего возможности учета температурных изменений в пласте со смесимостью фаз и вычислительной простотой метода.

В данной работе осуществлена связь классической математической модели воздействия ВЧ ЭМ поля с реальными пластовыми условиями. Основная сложность задачи заключается в исключении описания PVT-свойств флюидов через сложные уравнения состояния многокомпонентной многофазной системы, которой является нефтяной пласт, с учетом того, что термобарические условия в процессе ВЧ воздействия и фильтрации флюидов будут непрерывно меняться.

Чтобы учесть то, что происходит в пласте в реальности, по нашему мнению, самый лучший путь — воспользоваться свойствами конкретного пласта напрямую, т.е. использовать результаты экспериментальных исследований пластовых нефтей месторождения, с помощью специализированных симуляторов создать модель свойств (PVT-свойств), согласованных между собой, настроить модель на эти результаты исследований, таким образом получить распределение свойств по реальному пласту в виде набора свойств флюидов. И эту базу данных (БД) свойств — плотности, объемных коэффициентов в зависимости от давления, температуры и насыщенностей (т.н. PVT-таблицы) в данной точке пласта — уже можно использовать в аналитической задаче для наблюдения поведения пласта в условиях воздействия ВЧ ЭМП, т.е. условиях изменения температуры, давления, концентраций компонент в потоке. БД будет использоваться вместо уравнений состояния системы, которые задаются в аналитических задачах.

Постановка данной задачи и краткое описание методики расчета свойств фаз, участвующих в совместной фильтрации при воздействии ВЧ ЭМ поля, приведена в работе [14]. В данной работе описаны подходы к решению задачи, инструменты для решения и тестирование задачи, приведены результаты расчетов оценки влияния внедрения нового метода расчета свойств флюида, произведены сравнительные расчеты двух моделей задачи: с использованием осредненных свойств флюидов и параметрами гипотетических пластов и с использованием реальных свойств и параметров.

Постановка задачи

В рамках описания физической постановки задачи рассмотрим процесс фильтрации в пористом пространстве многокомпонентного многофазного флюида, в частности, высоковязкой нефти с включениями, асфальтосмолистых и парафиновых отложений, смешивающегося растворителя, нагнетаемого в пласт. При воздействии высокочастотным электромагнитным излучением за счет поглощения энергии поля максимальный нагрев пласта и флюидов происходит не на стенке скважины, а на некотором расстоянии от нее в пласте, а также закачиваемый агент несет нагретую жидкость из призабойной зоны скважины в глубь пласта. Температура в рассматриваемой системе постепенно увеличивается и в некоторой области достигает температуры плавления твердых включений, где начинается фазовый переход твердых частиц в жидкое состояние. Расплав твердой фазы также вовлекается в процесс фильтрации закачиваемого растворителя и нефти. Вследствие дальнейшего нагрева среды ВЧ ЭМ полем область фазового перехода будет распространяться и в глубь пласта, и к забою скважины.

Для математического описания этого неизотермического процесса, по сути многофазной многокомпонентной неизотермической фильтрации флюидов в пористой среде, справедливы следующие фундаментальные законы и уравнения: закон сохранения вещества для каждого компонента (1), закон сохранения энергии (2), модель распределенных источников тепла [15, 16] при ВЧ ЭМ воздействии на диэлектрическую среду (3).

$$\int_V \frac{\partial(mN_c)}{\partial t}dV = \int_A \sum_f \left(-x_c^p \xi_p^d \vec{u}\right)\times \times \vec{n}dA + \int_A \left(\vec{v}\times\vec{n}\right)dA + Q_s \quad (1)$$

$$\int_V \frac{\partial(C_c T)}{\partial t}dV = -\int_A \lambda_c^t \nabla T\vec{n}dA + +\int_A T_f u_f^e dA + q^e(\tilde{r}) + Q_f \quad (2)$$

где
$$C_c = \left[\left[C_r\rho_r(1-m)\right] + +\sum_{f=1}^{p}\left(x_c^p \xi_p^d m\right)\right]$$

$$\lambda_c^t = \left[\sum_{f=1}^{p} k_f\left(\lambda_{hf}^f \times \vec{n}\right) + +k_r\left(\lambda_{hf}^r \times \vec{n}\right)\right]$$

$$Q_f = \begin{cases} -l_f \Delta N_f, \ при \quad T > T_{пл} \\ l_f \Delta N_f, \ при \quad T < T_{пл} \end{cases}$$

$$q^e(\tilde{r}) = \frac{\omega^2 \varepsilon\mu N_0 \times tg(\delta)}{2\pi r_{wb} h}\times \times \frac{\left|H_0^2(\tilde{r})\right|^2}{\mathrm{Re}\left\{ik^* H_0^2(\tilde{r}_{wb})\cdot H_1^{2*}(\tilde{r}_{wb})\right\}} \quad (3)$$

где
$$\tilde{r} = kr = (\beta - \alpha\times i)r$$

$$\beta = \omega\sqrt{\frac{\varepsilon\mu}{2}\left(\sqrt{1+tg^2\delta}-1\right)}$$

$$\alpha = \omega\sqrt{\frac{\varepsilon\mu}{2}\left(\sqrt{1+tg^2\delta}+1\right)}$$

Начальные и граничные условия замыкают эту систему уравнений:

$$P(r,0) = P_0 \qquad T(r,0) = T_0$$

$$\frac{\partial P}{\partial r}(r_{max}\to\infty, t))$$

$$lim\left(\sum_f x_c^p \ \xi_p^d A\frac{\partial P}{\partial r}\right)_{r_b} = -N_{inj} \quad (4)$$

$$\frac{\partial T}{\partial r}(r_{max}\to\infty, t);$$

$$lim\left(\frac{\partial U}{\partial r}\right)_{r_b} = N_{inj}C_c T.$$

Здесь m — пористость, д.е., N_c — мольная концентрация, моль/м^3; Q_s — количество вещества, привнесенного извне, моль/с; x_c^p— доля компонента c в фазе p; ξ_p^d — мольная плотность фазы, моль/м^3; $\vec{u}$ поток флюида, м/с; $\vec{v}$ — скорость изменения концентрации, моль/м^2/с; A — площадь поверхности объема, м^2; V — объем, м^3; t — время, сек; $\Sigma_f = (-x_c^p \xi_p^d u)$— суммарный поток компонента, распределенный по выделенным фазам, моль/м^2/с, C_ς — эффективная теплоемкость ячейки, Дж/м^3/К; C_r — мольная теплоемкость горной породы, Дж/моль/К; λ_c^t — эффективная теплопроводность, Вт/м^2/К; ρ_r — мольная

плотность горной породы, моль/м^3; k_f — коэффициент, характеризующий долю площади занимаемого флюидом в перпендикулярном направлении передачи тепла, д.е.; λ_{hf}^f — теплопроводность флюида, Вт/м^2/К; λ_{hf}^r — теплопроводность горной породы, Вт/м^2/К; u_f^e — количество вещества, переносящего энергию, Вт/м^2/К; C_p — теплоемкость фазы, Дж/моль/К, Q_f — температурный эффект фазовых переходов, Дж/с; $T_{пл}$ — температура плавления, К; ΔN_f — количество вещества, совершившего фазовый переход, моль/с; l_f — мольная удельная энергия фазового перехода, Дж/моль; $H_v^{(m)}$— функция Ханкеля; $tg(\delta)$ — тангенс угла диэлектрических потерь; N_0 — мощность излучателя, Вт; ω — круговая частота, Гц; ε и μ — относительная комплексная диэлектрическая и магнитная проницаемости среды; h — толщина пласта, м; r_{wb} — радиус скважины, м.

Согласно выражению (1), изменение количества вещества происходит за счет движения флюидов, за счет диффузии и притока или оттока, связанных с работой скважины. Закон сохранения энергии (2) показывает, что изменение энергии происходит за счет теплопроводности, конвективного переноса, воздействия ВЧ ЭМ поля, фазовых переходов. Энергия электромагнитного поля (3) частично поглощается диэлектрической средой, в результате чего в среде появляются распределенные источники тепла с объемной плотностью теплового потока.

Для численного решения системы уравнений (1–4) необходимо перейти к дискретной постановке задачи, после чего произвести линеаризацию. Ниже приведена система уравнений (1–4) в результате дискретизации и линеаризации (5):

$$\frac{V_{cell}}{\Delta t}\left(mN_{medium}\right)_{cell}^{n+1}+P_{cell}\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{medium}\right]-\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{medium}P_A\right]+$$
$$+x_{heavy}^{medium}P_{cell}\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{medium}\right]-x_{heavy}^{medium}\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{medium}P_A\right]-q_{medium}-$$
$$-\frac{V_{cell}}{\Delta t}\left(mN_{medium}\right)_{cell}^{n}=0,$$
$$\frac{V_{cell}}{\Delta t}\left(mN_{heavy}\right)_{cell}^{n+1}+P_{cell}\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{heavy}\right]-\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{heavy}P_A\right]+$$
$$+x_{medium}^{heavy}P_{cell}\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{heavy}\right]-x_{medium}^{heavy}\sum_{A\in S}^{n}\left[\lambda_{heavy}P_A\right]-$$
$$-q_{heavy}-\frac{V_{cell}}{\Delta t}\left(mN_{heavy}\right)_{cell}^{n}=0, \qquad (5)$$
$$\frac{V_{cell}}{\Delta t}\left(C_{cell}T\right)_{cell}^{n+1}+T_{cell}\sum_{A}\lambda_{cell}^{term}-\sum_{A}\lambda_{cell}^{term}T_i-\sum_{A}AT_fu_{flow}^{energ}-$$
$$-W_{source}-\frac{V_{cell}}{\Delta t}\left(C_{cell}T\right)_{cell}^{n}=0,$$

где $\lambda_{phase}=\dfrac{G}{\dfrac{1}{\lambda_i}+\dfrac{1}{\lambda_{i+1}}}$; $G=\dfrac{2A}{\Delta r}$; $\lambda_{i+1}=\dfrac{\left(\xi_{phase}^{density}\right)_{i+1}\left(kk_r\right)_{i+1}}{\mu_{i+1}}$,

$$\lambda_i=\frac{\left(\xi_{phase}^{density}\right)_i\left(kk_r\right)_i}{\mu_i};\ \lambda_{cell}^{term}=\frac{A}{\frac{\Delta r}{2}}\times\left[\frac{1}{\left(\frac{1}{\lambda_{cond}^{term}}\right)_{i+1}+\left(\frac{1}{\lambda_{cond}^{term}}\right)_{i-1}}\right].$$

Рис. 1. Система уравнений
Здесь индекс «medium» соответствует растворителю, индекс «heavy» нефти, λ_{medium} — проводимость фазы растворителя, λ_{heavy} — проводимость фазы нефти λ_{phase} — проводимость в обобщенной формулировке, x_{comp}^{phase} — доля компонента растворенного в фазе, $\xi_{phase}^{density}$ — плотность фазы, k — абсолютная проницаемость, k_r — фазовая проницаемость, μ — вязкость, G — геометрическая часть проводимости, A — площадь соединения ячеек, Δr — расстояние между ячейками, λ_{cond}^{term} — теплопроводность фазы, λ_{cell}^{term} — теплопроводность между двумя ячейками, Δt — длина временного шага, N — количество компонента в ячейке, m — пористость, V_{cell} — объем ячейки.

Полученная система уравнений при записи для каждой ячейки решается численно с использованием метода Ньютона. Схема, по которой осуществлялось решение, приведена на рисунке 2.

Проблема задачи

На данном этапе основной проблемой является корректный учет плотности фазы, доли компонента в фазе, проницаемости и вязкости при расчете уравнения сохранения вещества для каждого компонента, т.е. моделирование свойств флюидов в пласте.

Основной проблемой при численном решении системы уравнений является способ расчета коэффициента проводимости *λ_(c/b) (P,T,N)* [17]

$$\lambda_{c/b}\left(P,T,N\right)=$$
$$=x\left(P,T,N\right)\rho\left(P,T,N\right)\frac{k}{\mu\left(P,T,N\right)}. \qquad (6)$$

Для его нахождения необходимо рассчитать два очень важных параметра: плотность и вязкость, которые в отличие от классических задач являются функциями давления, температуры и концентрации компонентов.

На начальном этапе развития подземной гидромеханики при расчете проводимости пренебрегали влиянием сжимаемости [18] и изменением вязкости от давления, что позволяло решать подобную задачу аналитически. Дальнейшее развитие подземной гидромеханики было связано с численным решением сложнейших дифференциальных уравнений, это позволило учитывать более тонкие эффекты. На данном этапе стало возможным использовать линейные зависимости плотности (объемные коэффициенты) и вязкости от давления и при доработке подхода от температуры. Такой подход приемлем в случае расчета пластов, насыщенных только нефтью с низким давлением насыщения. Для пластов, насыщенных нефтью в контакте с газом, или в случае близости пластового давления и давления насыщения необходимо адаптировать подход расчета. В этих целях создана схема (PVT-модель), которую в специализированных симуляторах определяют через ключевые слова PVTO/PVTG. В рамках данной схемы можно выделить два элемента: ветвь насыщения, когда любое изменение давления сопровождается либо поглощением второй фазы, либо ее высвобождением, и вторая часть, в которую входят множество ветвей недонасыщенной нефти. Как правило, такой подход используют, когда вторая фаза — это газ, однако он принципиально применим и для смешения с растворителем. Преимуществами данного подхода для вычислений являются относительная простота и абстрагированность от физического наполнения.

Параллельно с усложнением подходов в подземной гидромеханике развивалась и термодинамика. Были предложены инструменты для построения моделей черной/летучей нефти гидродинамических симуляторах и физически наполненный подход моделирования PVT-соотношений с использованием сложных уравнений состояния (в рамках моделирования пластовых систем — композиционная модель флюида). У такого подхода есть существенный плюс: после построения данной модели и проверки ее на адекватность в интересующих пределах можно не задумываться о физическом содержании фазовых переходов при различных давлениях

и температурах, что особенно важно для высокочастотного электромагнитного воздействия. Однако этот метод имеет и минусы: данный подход требует решения сложной системы уравнений, что приводит к значительному увеличению времени расчета модели, и для их построения требуются значительные трудозатраты высококвалифицированных специалистов.

Для того чтобы построить модель летучей нефти, можно взять конкретную пробу, детально исследовать процессы разгазирования и сжимаемости на ступенях разгазирования, или же исследовать множество различных проб только в области разгазирования, и на основе этих данных в специализированных PVT-симуляторах построить общую композиционную модель, на основе которой построить модель летучей нефти.

Если рассматривать абстрактно переход от одной модели к другой, то необходимо указать на то, что композиционная модель на основе множества коэффициентов, описывающих каждый компонент специального кубического уравнения, определяет некоторое термодинамическое фазовое пространство. А модель летучей нефти представляет собой некоторый срез этого пространства в несколько измененных координатах. Можно построить такой же срез для различных температур в диапазоне, который характерен для высокочастотного воздействия. Если графически обратно сложить эти срезы, мы получим фазовое пространство меньшей детальности, только теперь оно описывается не кубическим уравнением, а набором PVTO/PVTG подобных таблиц в измененных координатах. Таким образом, получен способ записи данных, достаточных для описания поведения нефти в контакте с растворителем под действием высокочастотного электромагнитного поля. Назовем данную модель термолетучей.

Отметим, что при переходе от композиционной модели к термолетучей разница между компонентом и фазой практически стирается. Это обусловлено тем, что каждый компонент может образовывать свою фазу, состоящую из себя самой и второго компонента, который также образует фазу.

Подходы к решению задачи

Для использования таблиц с PVT-свойствами необходим также способ расчета свойств двух фаз, находящихся в контакте при данном давлении и температуре. Можно разбить нашу модель на две подмодели: состояние насыщенного флюида и ненасыщенного флюида. Первая, в отличие от изотермического случая, будет иметь вид не кривой, а плоскости, и для ее описания можно использовать двумерную линейную интерполяцию, где переменными будут давление и температура, а определяемыми параметрами — плотность, вязкость, растворимость одного компонента в другом. Эта подмодель описывает ситуацию, когда при заданных давлении и температуре заданный объем второй фазы не растворяется в первой, и они находятся в контакте. Вторая подмодель описывает фазу, когда второго компонента недостаточно для образования второй фазы. Для описания плотности и вязкости необходимо использовать метод n-мерной линейной интерполяции, где переменными будут давление, температура и содержание растворенного компонента.

Для определения свойств двухкомпонентной системы с заданной массой каждого компонента необходимо вначале определить

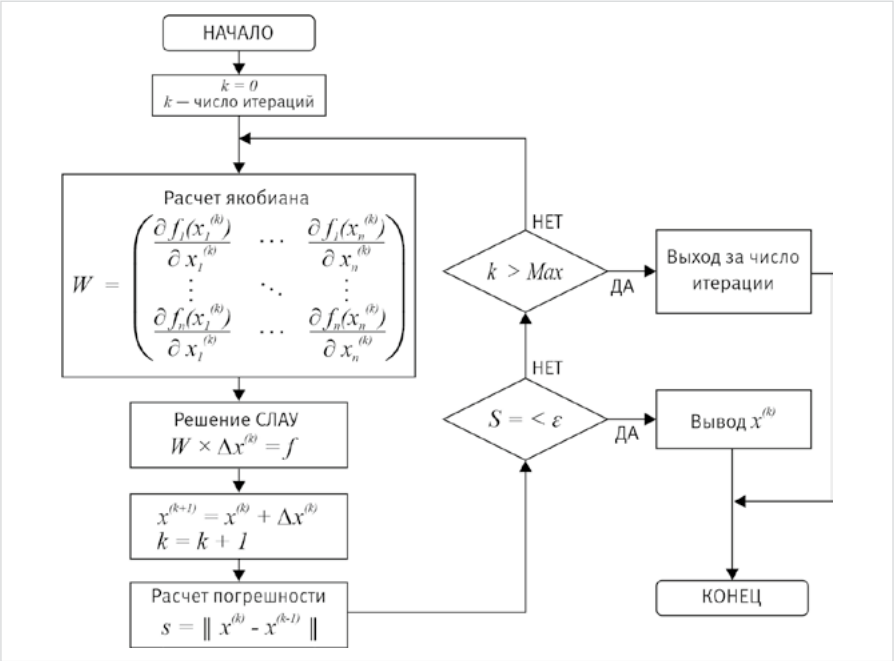


Рис. 2. Схема численного расчета системы уравнений
Fig. 2. Schema for numerical calculation of the equation system

на основе насыщенной подмодели предельное содержание второго компонента в первой фазе. Если максимальное содержание компонента в первой фазе меньше заданной массы, то для расчета плотности и вязкости первой фазы используется первая подмодель. Свойства второй определяются по аналогии с первой, но без проверки на растворимость. Если же максимальное содержание компонента в первой фазе больше заданной массы, то используется вторая подмодель и определяются только свойства первой фазы по второй подмодели.

Итак, чтобы учитывать эффекты неизотермического процесса, предлагается объединить изотермические модели летучей нефти с жирным газом (PVTO/PVTG) для разных температур в диапазоне, характерном для высокочастотного воздействия, в одну термическую модель. Каждая подобная модель будет в таком случае представлять собой один расчетный шаг неизотермической задачи. Полученное множество термодинамических точек, соответствующих этим моделям, можно расположить в термодинамическом пространстве. PVTO/PVTG подобную модель образуют точки и линейные связи между ними на изотермическом срезе. Если достроить связи между ближайшими точками вне изотермических срезов, образуется единая неизотермическая модель.

Инструменты для решения и тестирование задачи

Методика расчета свойств фаз, участвующих в смешивающейся фильтрации при ВЧ ЭМ воздействии, состоит в следующем:

- загрузка компонентного состава. Можно использовать практики, являющиеся общепринятыми в нефтяной отрасли;
- настройка на экспериментальные данные для каждой температуры. Очень точная настройка на каждый эксперимент позволяет выбрать необходимую температурную дискретизацию;
- сбор в единую модель с помощью созданного в процессе решения этой задачи python-скрипта для вычисления PVT-свойств в формат симулятора. Расчетный модуль может работать с любой моделью стандартного формата.

Создан python-скрипт для вычисления PVT-свойств на языке программирования Python с использованием библиотек «numpy» и «scipy», где использовался модуль «Interpolation». Получено корректное воспроизведение табличных данных и промежуточных значений для всего диапазона давлений и температуры. В результате получено подтверждение работоспособности данного подхода, который был протестирован на созданной PVT-модели реального месторождения в PVT-симуляторе, для чего были выгружены PVTO/PVTG-модели для температур в диапазоне 50–200 °C, которые были использованы при решении аналитической задачи.

Итоги

Для оценки влияния внедрения новой метода расчета свойств флюида произведены сравнительные расчеты двух моделей задачи: с использованием осредненных свойств флюидов и параметрами гипотетических пластов (на графиках: «осредненные PVT») и с использованием реальных свойств и параметров (на графиках: «реальные PVT»). Проведены расчеты двух задач: 1) воздействие высокочастотного электромагнитного поля на нагнетательную скважину (закачка растворителя) и 2) на добывающую скважину. Для расчетов использовались данные реального N-ского месторождения, а также настроенная на эти данные PVT-модель.

1. Серия численных расчетов в случае воздействия на нагнетание.

Здесь исследуется влияние учета реальных свойств пласта в случае закачки растворителя при воздействии ВЧ ЭМ поля на пласт (в течение четырех дней). Как видно на рисунках 3–5, использование PVT-модели, учитывающей нелинейный характер изменения свойств нефти, значительно изменяет результирующую депрессионную воронку.

1. Серия численных расчетов в случае воздействия на добычу.

Здесь изучается влияние типа PVT-модели на результаты распределения давления и продуктивности для случая действия

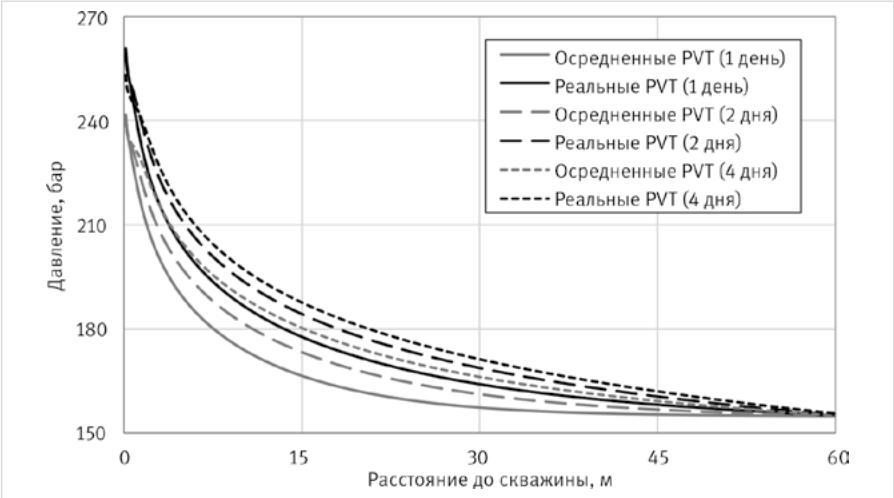


Рис. 3. Распределение давления для различных моделей PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии на зону закачки
Fig. 3. Pressure distribution for different models of PVT-properties at HF EM impact on the injection zone

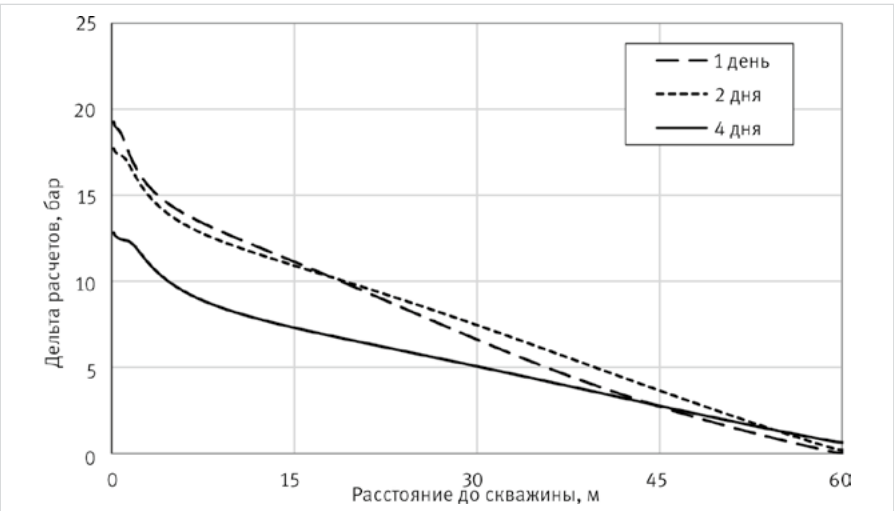


Рис. 4. График отклонений для разных представлений PVT-моделей при ВЧ ЭМ воздействии на зону закачки
Fig. 4. Deviation graph for different PVT model representations at HF EM impact on injection zone

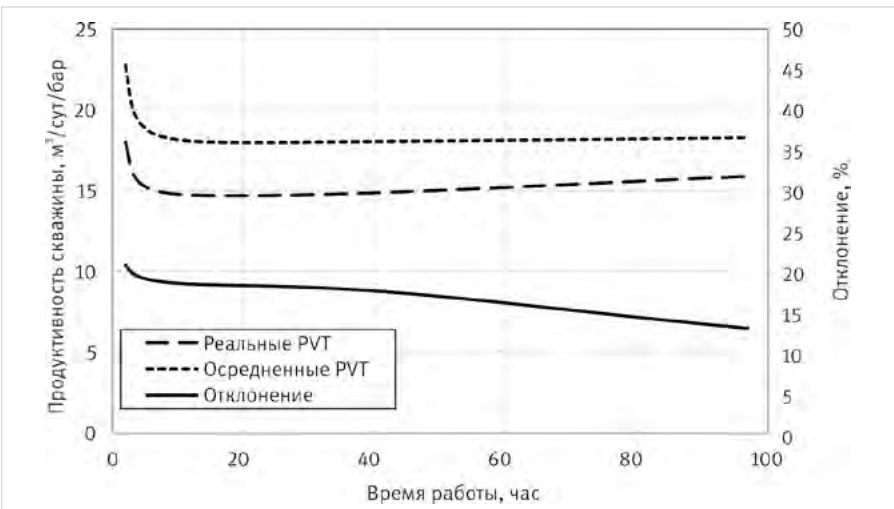


Рис. 5. Сопоставление графиков удельной приемистости при различных моделях PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии на зону закачки
Fig. 5. Comparison of specific dose plots for different PVT models properties of HF EM on injection zone

высокочастотного электромагнитного поля на добывающую скважину, для чего использовались те же данные, что и при нагнетании (задан постоянный дебит на уровне 0,045 кг/с в течение четырех дней) (рис. 6–8). Здесь также наблюдается значительное отличие в распределении давления при использовании различных PVT-моделей. При этом различие в результирующих продуктивностях скважин не столь значительно, но в условиях отмеченной важности добывающих скважин любой прирост точности будет важен.

Выводы

В результате исследования построена термодинамически согласованная модель неизотермической многокомпонентной многофазной фильтрации с фазовыми переходами с ВЧ ЭМ воздействием на пласт. Разработаны и протестированы вычислительные алгоритмы для численного интегрирования уравнений многокомпонентной неизотермической фильтрации. Подготовлена методика расчета PVT-свойств при условии задания реальных свойств пластовых флюидов и параметров пласта. Подготовлен и верифицирован Python-скрипт для вычисления свойств пластовых флюидов. Разработан и протестирован вычислительный алгоритм воспроизведения табличных данных и промежуточных значений для всего диапазона давлений и температур нефтяной фазы.

Внедрена новая PVT-модель с реальными исходными данными в расчетное ядро общей задачи решения математической модели, проведен анализ влияния PVT-моделей с разными свойствами на результаты расчета работы добывающих и нагнетательных скважин под действием ВЧ ЭМП. При сравнении расчетов с осредненными PVT-свойствами и реальными выявлено существенное различие в результатах расчета. Показана практическая значимость внедрения более детальных PVT-моделей при моделировании неизотермических течений.

Литература

1. Dongqi Ji, Thomas Harding, Zhangxin Chen, Mingzhe Dong, Hui Liu. Modelling of electromagnetic heating process and its applications in oil sands reservoirs. SPE Reservoir Simulation Conference, March, 2019, SPE-193905-MS. (In Eng).
2. Pandian S., Hari S., Rakesh K.V., Shanker K. Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: A review of recent advancements. Environmental Technology & Innovation, 2020, Vol. 20. (In Eng).
3. Rafiee M., Behr A., Lessner E., Diehl D., Trautmann B., Koch A. Electromagnetic heating for heavy oil production: case study of a field applicability. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2015, SPE-176538-MS. (In Eng).
4. Sadeghi A., Hassanzadeh H., Harding T. Modeling of desiccated zone development during electromagnetic heating of oil sands. Journal of Petroleum Science and Engineering. Vol. 154, 2017, P. 163–171. (In Eng).
5. Sadeghi A. Mathematical modeling of heavy oil recovery using electromagnetic heating combined with solvent injection. Doctoral thesis. University of Calgary, Calgary, Canada, 2019. (In Eng).
6. Ghannadi S., Irani M., Chalaturnyk R.J. Induction and radio frequency heating strategies for steam-assisted gravity

drainage start-up phase. SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada. 2014. (In Eng).
7. Gasbarri S., Diaz A., Guzman M. Evaluation of electric heating on recovery factors in extra heavy oil reservoirs. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011. (In Eng).
8. Wang Z., Gao D., Liu K., Tan T., Wang Z., Li W. Study on radio frequency heating pattern of heavy oil reservoir based on multi-antenna configuration. SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2018. (In Eng).
9. Wang Z., Gao D., Fang J. Numerical simulation of RF heating heavy oil reservoir based on the coupling between electromagnetic and temperature field. Fuel 220, P. 14–24. 2018. (In Eng).
10 Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by radio-frequency electromagnetic stimulation. Journal of petroleum science and engineering, 2011, Vol. 78, ussue 3–4, P. 646–653. (In Eng).
11. Hu L., Li H.A., Babadagli T., Ahmadloo M. Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent assisted gravity drainage for heavy oil recovery. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 154, P. 589–601. (In Eng).
12. Хисматуллина Ф.С., Ковалева Л.А., Насыров Н.М., Хатмуллина А.И. Об особенностях воздействия высокочастотным электромагнитным полем на залежи высоковязких нефтей, содержащих твёрдую углеводородную фазу // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 30–35.
13. Хисматуллина Ф.С., Ковалева Л.А., Насыров Н.М. Математическое моделирование высокочастотного электромагнитного воздействия на пласт в сочетании с закачкой растворителя // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 4. С. 36–41.
14. Хисматуллина Ф.С., Демид М.С. Новый подход к моделированию термобарических условий неизотермического процесса фильтрации многокомпонентной многофазной жидкости при высокочастотном электромагнитном воздействии // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2021. № 6. С. 52–56.
15. Abernethy E.R. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1976, Vol. 15, issue 3, P. 91–97. (In Eng).
16. Отчет об исследовательских проектах и развитии научно-исследовательского, образовательного, инновационного потенциала для ЦНИО «Центр Сколтеха по добыче углеводородов». Отчет по договору 700-MRA от 30.10.2014.
17. Эртекин Т., Абу-Кассем Дж., Кинг Г. Основы прикладного моделирования пластов. М-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. 1060 с.
18. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2005. 544 с.

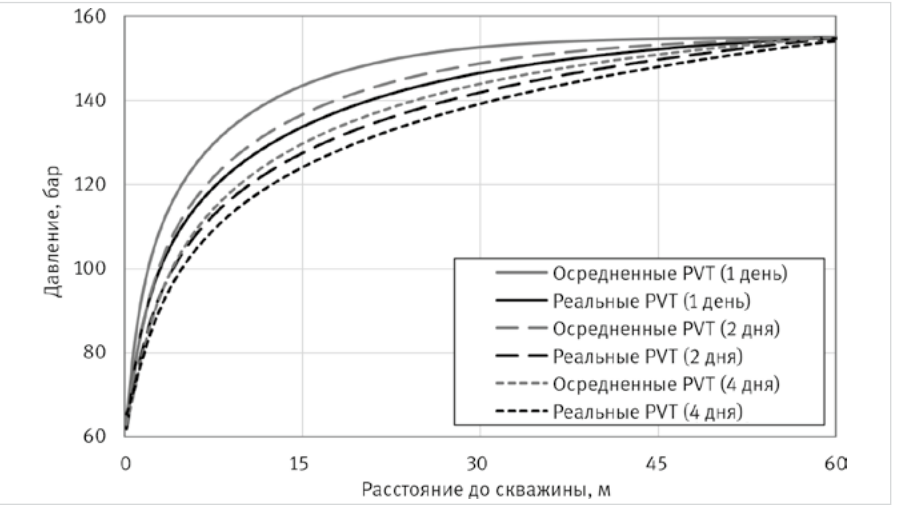


Рис. 6. Распределение давления для различных моделей PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии в зоне отбора
Fig. 6. Pressure distribution for different PVT-properties at HF EM exposure in the selection area

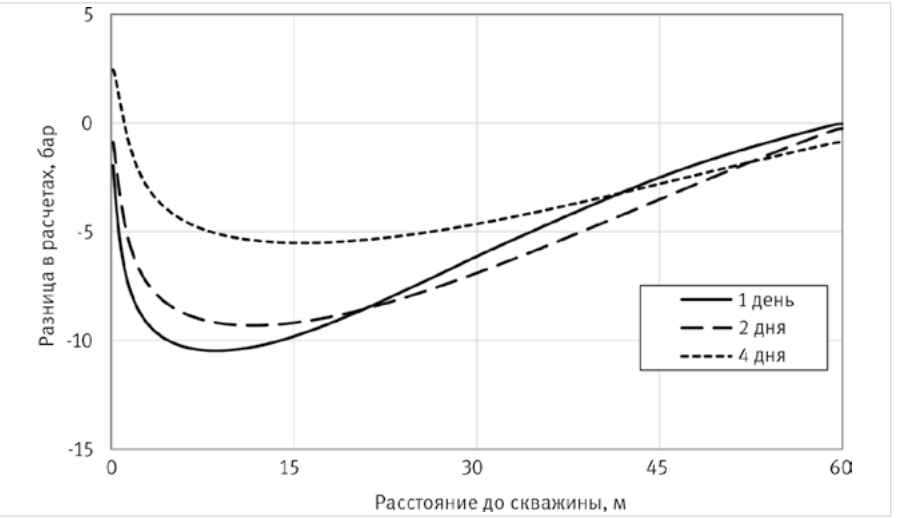


Рис. 7. График отклонений для разных представлений PVT-моделей при ВЧ ЭМ воздействии в зоне отбора
Fig. 7. Deviation graph for different representations of PVT models at HF EM exposure in the selection area

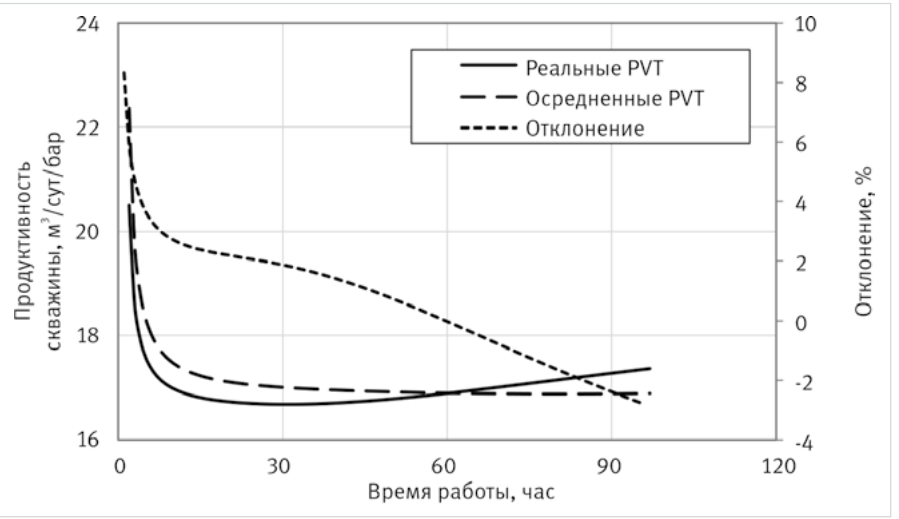


Рис. 8. Сопоставление графиков удельной приемистости при различных моделях PVT-свойств при ВЧ ЭМ воздействии в зоне отбора
Fig. 8. Comparison of specific dose plots for different PVT models properties under HF EM exposure in the selection area

Results

To assess the impact of the introduction of a new method of calculating fluid properties, comparative calculations of two models of the problem were made: using averaged fluid properties and parameters of hypothetical reservoirs (plots: "averaged PVT") and using real properties and parameters (plots: "real PVT"). Calculations of two problems were performed: 1) the effect of a high-frequency electromagnetic field on an injection well (solvent injection) and 2) on a production well. For the calculations we used data from a real N field and a PVT model customized for these data.

1) A series of numerical calculations in the case of injection impacts.

Here, the effect of considering real reservoir properties in the case of solvent injection when the RF EM field is applied to the reservoir (for 4 days) is investigated. As can be seen in figures 2–4, the use of a PVT model that takes into account the nonlinear nature of oil property changes significantly alters the resulting depression funnel.

2) A series of numerical calculations in the case of production impacts.

Here we study the influence of PVT model type on the results of pressure and productivity distribution for the case of high-frequency electromagnetic field action on a producing well, using the same data as for injection (set constant flow rate at 0,045 kg/s for 4 days) (fig. 5–7). Here too, there is a significant difference in the pressure distribution when using the different PVT models. The difference in the resulting well productivity is not as significant, but in the context of the noted importance of producing wells, any gain in accuracy will be important.

Conclusions

As a result of the study, a thermodynamically consistent model of non-isothermal multicomponent multiphase filtration with phase transitions with RF EM influence on the reservoir was constructed. Computational algorithms for numerical integration of equations of nonisothermal multicomponent filtration were developed and tested. A methodology for calculation of PVT-properties was prepared under the condition of setting real reservoir fluid properties and reservoir parameters. A python script for calculating reservoir fluid properties was prepared and verified. A computational algorithm for reproducing tabular data and intermediate values for the whole range of oil phase pressures and temperatures was developed and tested.

A new PVT-model with real initial data was introduced into the calculation kernel of the general problem of solving the mathematical model, the influence of PVT-models with different properties on the results of calculating the operation of production and injection wells under the action of RF EMF was analyzed. The comparison of calculations with averaged PVT-properties and real ones revealed a significant difference in the calculation results. The practical significance of introduction of more detailed PVT-models in modeling of non-isothermal flows is shown.

References

1. Dongqi Ji, Thomas Harding, Zhangxin Chen, Mingzhe Dong, Hui Liu. Modelling of electromagnetic heating process and its applications in oil sands reservoirs. SPE Reservoir Simulation Conference, March, 2019, SPE-193905-MS. (In Eng).
2. Pandian S., Hari S., Rakesh K.V., Shanker K. Electromagnetic heating, an eco-friendly method to enhance heavy oil production: A review of recent advancements. Environmental Technology & Innovation, 2020, Vol. 20. (In Eng).
3. Rafiee M., Behr A., Lessner E., Diehl D., Trautmann B., Koch A. Electromagnetic heating for heavy oil production: case study of a field applicability. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2015, SPE-176538-MS. (In Eng).
4. Sadeghi A., Hassanzadeh H., Harding T. Modeling of desiccated zone development during electromagnetic heating of oil sands. Journal of petroleum science and engineering, Vol. 154, 2017, P. 163–171. (In Eng).
5. Sadeghi A. Mathematical modeling of heavy oil recovery using electromagnetic heating combined with solvent injection. Doctoral thesis. University of Calgary, Calgary, Canada, 2019. (In Eng).
6. Ghannadi S., Irani M., Chalaturnyk R.J. Induction and radio frequency heating strategies for steam-assisted gravity drainage start-up phase. SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada. 2014. (In Eng).
7. Gasbarri S., Diaz A., Guzman M. Evaluation of electric heating on recovery factors in extra heavy oil reservoirs. SPE Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2011. (In Eng).
8. Wang Z., Gao D., Liu K., Tan T., Wang Z., Li W. Study on radio frequency heating pattern of heavy oil reservoir based on multi-antenna configuration. SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition, Kuwait City, Kuwait, 2018. (In Eng).
9. Wang Z., Gao D., Fang J. Numerical simulation of RF heating heavy oil reservoir based on the coupling between electromagnetic and temperature field. Fuel 220, P. 14–24. 2018. (In Eng).
10. Davletbaev A., Kovaleva L., Babadagli T. Mathematical modeling and field application of heavy oil recovery by radio-frequency electromagnetic stimulation. Journal of petroleum science and engineering, 2011, Vol. 78, ussue 3–4, P. 646–653. (In Eng).
11. Hu L., Li H.A., Babadagli T., Ahmadloo M. Experimental investigation of combined electromagnetic heating and solvent assisted gravity drainage for heavy oil recovery. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 154, P. 589–601. (In Eng).
12. Khismatullina F.S., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M., Khatmullina A.I. On features of high-frequency electro-magnetic field effect upon the pools with high-viscous oil that contain solid hydrocarbon phase. Neft. Gas. Novatsii, 2018, issue 4, P. 30–35. (In Russ).
13. Khismatullina F.S., Kovaleva L.A., Nasyrov N.M. Mathematical modeling of high-frequency electromagnetic impact on the reservoir in combination with solvent injection. Neft. Gas. Novatsii, 2018, issue 4, P. 36–41. (In Russ).
14. Khismatullina F.S., Demid M.S. New approach to modeling of thermobaric conditions of non-isothermal process of filtration of multicomponent multiphase fluid under high-frequency electromagnetic influence. Equipment and technologies for oil and gas complex, 2021, issue 6, P. 52–56. (In Russ).
15. Abernethy E.R. Production increase of heavy oils by electromagnetic heating. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1976, Vol. 15, issue 3, P. 91–97. (In Eng).
16. Report on research projects and development of research, education, innovation potential for CREI "Tsentr Skoltekha po dobyche uglevodorodov". Report under Contract 700-MRA dated 30.10.2014. (In Russ)
17. Ertekin T., Abu-Kassem J., King G. Basic applied reservoir simulation. Society of Petroleum Engineers, 2001, P. 406. (In Russ).
18. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Rosenberg G.D. Oil and Gas Hydromechanics: Textbook for Universities. M.-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2005, P. 544. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хисматуллина Фарида Сабигияровна, к.ф.-м.н., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, главный специалист отдела экспертизы и методического обеспечения моделирования разработки ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
Для контактов: farida.khismatullina@lukoil.com

Демид Максим Сергеевич, аспирант 3 курса, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Закирова Динара Ринатовна, студентка 2 курса, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Khismatullina Farida Sabigiyarovna, ph.d. of physico-mathematical sciences, associate professor, Gubkin University, chief specialist of the department of expertise and methodological support of development modeling, "LUKOIL-Engineering" LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: farida.khismatullina@lukoil.com

Demid Maxim Sergeevich, 3rd year post-graduate student, Gubkin University, Moscow, Russia

Zakirova Dinara Rinatovna, 2nd year master's student, Gubkin University, Moscow, Russia.

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-68-72 УДК 533.583.2+537.868 I Научная статья

Оценка влияния электромагнитных полей на адсорбцию полярных компонентов нефти на поверхности поровых каналов с учетом деформационной поляризации молекул

Хисматуллина Ф.С. [1,2], **Галимбеков А.Д.** [3]
[1]ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия, [2]РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, Москва, Россия,
[3]Национальный исследовательский университет МЭИ, Москва, Россия
farida.khismatullina@lukoil.com

Аннотация
Тепловой механизм воздействия высокочастотных электромагнитных полей на адсорбционные процессы хорошо изучен, при этом известно, что объемный прогрев среды уменьшает адсорбцию. Представляет интерес изучение других, нетепловых механизмов воздействия высокочастотных электромагнитных полей на адсорбционные процессы. В статье проведена оценка нетеплового воздействия высокочастотных электромагнитных полей на адсорбцию полярных компонентов нефти на неполярном адсорбенте (поверхности поровых каналов). Нетепловое воздействие поля обусловлено эффектами поляризации полярных молекул на поверхности неполярного адсорбента, при этом учитывается ориентационная и деформационная поляризация молекул. Для оценки воздействия рассматривается предельный случай, когда поверхность адсорбента моделируется проводящей металлической поверхностью и на систему воздействует внешнее электростатическое поле. Обобщая полученные результаты оценки на случай высокочастотных электромагнитных полей, для нетеплового воздействия установлено, что поле усиливает адсорбцию полярных молекул на поверхности адсорбента.

Материалы и методы
В статье использовались модели и методы электростатики, описывающие взаимодействия полярных молекул с проводящей поверхностью, а также применялись методы статистической физики для описания адсорбционных процессов.

Ключевые слова
адсорбция, адсорбат, адсорбент, электростатическое поле, полярная молекула, диполь-дипольное взаимодействие

Для цитирования
Хисматуллина Ф.С., Галимбеков А.Д. Оценка влияния электромагнитных полей на адсорбцию полярных компонентов нефти на поверхности поровых каналов с учетом деформационной поляризации молекул // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 68–72.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-68-72

Поступила в редакцию: 20.11.2023

UDC 533.583.2+537.868 I Original Paper

Assessment of the influence of electromagnetic fields on the adsorption of polar components of oil on the surface of pore channels taking into account deformation polarization of molecules

Khismatullina F.S.[1,2], **Galimbekov A.D.**[3]
[1]"LUKOIL-Engineering" LLC , Moscow, Russia, [2]Gubkin University, Moscow, Russia, [3]National Research University MPEI, Moscow, Russia
farida.khismatullina@lukoil.com

Absract
The thermal mechanism of the effect of high-frequency electromagnetic fields on adsorption processes is well studied, and it is known that volumetric heating of the medium reduces adsorption. It is of interest to study other, non-thermal mechanisms of influence of high-frequency electromagnetic fields on adsorption processes. In the article the non-thermal effect of high-frequency electromagnetic fields on adsorption of polar components of oil on non-polar adsorbent (surface of pore channels) was evaluated. The non-thermal effect of the field is due to the effects of polarization of polar molecules on the surface of the nonpolar adsorbent, taking into account the orientational and deformation polarization of molecules. To evaluate the effect, we consider the limiting case when the adsorbent surface is modeled as a conducting metallic surface and the system is subjected to an external electrostatic field. Generalizing the obtained evaluation results to the case of high-frequency electromagnetic fields, it is found that the field enhances the adsorption of polar molecules on the adsorbent surface for non-thermal effects.

Materials and methods
The article used models and methods of electrostatics that describe the interactions of polar molecules with a condution surface, and also used methods of statistical physics to describe adsorption processes.

Keywords
adsorption, adsorbate, adsorbent, electrostatic field, polar molecule, dipole-dipole interaction

For citation
Khismatullina F.S, Galimbekov A.D. Assessment of the influence of electromagnetic fields on the adsorption of polar components of oil on the surface of pore channels taking into account deformation polarization of molecules. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 68–72. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-68-72

Received: 20.11.2023

Введение

Известно, что к снижению продуктивности скважин приводит образование адсорбционных слоев из полярных компонентов нефти на поверхности поровых каналов из-за сужения их диаметра. Одним из способов борьбы с отложениями в каналах является воздействие высокочастотным электромагнитным полем [1–9], при котором количество адсорбированных полярных компонентов нефти уменьшается за счет объемного прогрева пласта. Но помимо теплового воздействия существует и другой механизм воздействия — нетепловой, связанный с эффектами поляризации.

В данной работе проведена оценка нетеплового воздействия высокочастотных электромагнитных полей на адсорбционные процессы. Для этого вначале для простоты рассмотрен процесс адсорбции полярных компонентов нефти на неполярном адсорбенте (поверхности поровых каналов) в электростатическом поле, и далее полученные результаты применены для оценки нетеплового механизма воздействия высокочастотных полей.

Основная часть

Вначале рассмотрим адсорбцию без воздействия внешнего электростатического поля. В работе [10] рассмотрен предельный случай адсорбции полярных молекул на неполярном адсорбенте, когда поверхность адсорбента моделируется проводящей металлической поверхностью. В работе [11] рассматривается случай, когда молекула обладает постоянным дипольным моментом и учитывается только ориентационная поляризация. Здесь же, в отличие от этой работы, учитывается и деформационная поляризация, т.е. полярная молекула обладает дипольным моментом $\vec{p}$, который состоит из двух частей:

$$\vec{p} = \vec{p}_0 + \vec{p}_{def} \qquad (1)$$

где $\vec{p}_0$ — постоянный дипольный момент, обуславливающий ориентационную поляризацию; $\vec{p}_{def}$ — индуцированный дипольный момент молекулы, обуславливающий деформационную поляризацию.

Поверхность представлена как непрерывное проводящее тело, и в нем возникает зеркальное изображение диполя молекулы с противоположным расположением зарядов (рис. 1), что вызывает их притяжение.

Зеркальное изображение диполя создает в точке расположения диполя напряженность поля $\vec{E}_{p_0}$. Компонента вектора $\vec{E}_{p_0}$ вдоль радиуса вектора $\vec{r}$ $|\vec{r}| = 2z$, где z — расстояние между центром диполя и проводящей поверхностью), проведенного от центра зеркального изображения диполя до центра диполя приводится в работах [12, 13], где описывается формулой:

$$E_{rp_0} = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{2p_0\cos v}{(2z)^3},$$

а компонента, перпендикулярная к $\vec{r}$, формулой:

$$E_{vp_0} = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{p_0\sin v}{(2z)^3},$$

где ε_0 — электрическая постоянная. Тогда вдоль вектора $\vec{E}_{p_0}$ индуцируется дипольный момент, обусловленный деформационной поляризацией, который, зеркально отражаясь, создает в зеркальном изображении индуцированный диполь с противоположным расположением зарядов. В результате индуцированный дипольный момент $\vec{p}_{def}$ ориентирован вдоль результирующей поля $\vec{E}_{p_0}$ и поля, созданного зеркальным изображением индуцированного диполя $\vec{E}_{pdef}$ (рис. 1).

Таким образом, дипольные моменты $\vec{p}_0$ и $\vec{p}_{def}$ создают результирующее поле $\vec{E}_d$, имеющее следующие компоненты:

$$E_r = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{2p_0\cos v}{(2z)^3} + \frac{1}{4\pi}\frac{2\alpha E_r}{(2z)^3},$$

$$E_v = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{p_0\sin v}{(2z)^3} + \frac{1}{4\pi}\frac{\alpha E_v}{(2z)^3},$$

где учтено, что $\vec{p}_{def} = \varepsilon_0\alpha\vec{E}_d$, α — деформационная поляризуемость молекулы.

После преобразований эти выражения принимают вид:

$$E_r = \frac{\frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{2p_0\cos v}{(2z)^3}}{1-\frac{1}{4\pi}\frac{2\alpha}{(2z)^3}},$$

$$E_v = \frac{\frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{p_0\sin v}{(2z)^3}}{1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z)^3}}. \qquad (2)$$

Энергия диполь-дипольного взаимодействия диполя и его зеркального изображения равна:

$$W = -\left(\vec{p}\cdot\vec{E}_d\right),$$

где $\vec{p}$ — дипольный момент полярной молекулы, задаваемый выражением (1), $\vec{E}_d$ — напряженность поля, создаваемая зеркальным изображением диполя полярной молекулы в точке расположения диполя с учетом деформационной поляризации, компоненты которой задаются выражением (2).

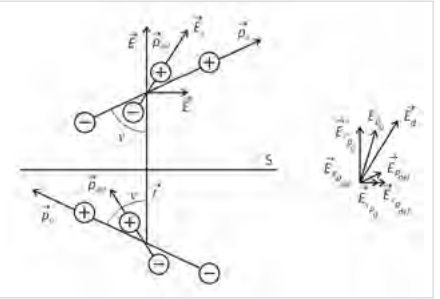


Рис. 1. Расположение диполя и его зеркального изображения относительно поверхности адсорбента: S — поверхность адсорбента

Fig. 1. Location of the dipole and its mirror image relative to the adsorbent surface: S – adsorbent surface

Таким образом, энергия диполь-дипольного взаимодействия между полярной молекулой и ее зеркальным изображением равна (рис. 2).

Ориентация диполя на поверхности определяется из минимума энергии диполь-дипольного взаимодействия, которому соответствуют значения угла $v = \pi n$, где $n = 0,1,2...$ Таким образом, выражение для минимума этой энергии взаимодействия имеет вид (рис. 3).

Следовательно, диполь ориентируется перпендикулярно поверхности, при этом равновероятны два состояния:

1. Диполь ориентирован к поверхности положительным зарядом;
2. Диполь ориентирован к поверхности отрицательным зарядом.

Константа адсорбционного равновесия Генри в простейшем случае

$$W = -\left(\vec{p}\cdot\vec{E}_d\right) = -p_0E_r\cos v - p_0E_v\sin v - \alpha\left(E_r^2 + E_v^2\right) =$$

$$= -\frac{\frac{1}{4\pi\varepsilon_0}\frac{p_0^2\left(1+\cos^2 v\right)}{(2z)^3}}{\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z)^3}\right)} - \frac{\frac{1}{16\pi^2\varepsilon_0}\frac{2\alpha p_0^2}{(2z)^6}}{\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z)^3}\right)} -$$

$$-\frac{\frac{1}{16\pi^2\varepsilon_0}\frac{\alpha p_0^2}{(2z)^6}\left(4\cos^2 v\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z)^3}\right)^2 + \sin^2 v\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)^2\right)}{\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)^2\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z)^3}\right)^2}$$

Рис. 2. Формула энергии диполь-дипольного взаимодействия между полярной молекулой и ее зеркальным изображением

$$W_{min} = -\frac{\frac{1}{2\pi\varepsilon_0}\frac{p_0^2}{(2z_0)^3}\left(1+\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z_0)^3}\left(1-\frac{1}{\pi}\frac{\alpha}{(2z_0)^3}\right)\right)}{\left(1-\frac{1}{2\pi}\frac{\alpha}{(2z_0)^3}\right)^2\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{(2z_0)^3}\right)}$$

Рис. 3. Формула (3). Минимум энергии диполь-дипольного взаимодействия, где z_0 — равновесное расстояние между центром диполя и поверхностью адсорбента

нелокализованной адсорбции на однородной поверхности приводится в работе [10] и равна:

$$K = \frac{1}{kT} exp\left(-\frac{W_{min}}{kT}\right), \quad (4)$$

где k — постоянная Больцмана, T — температура.

Для минимума потенциальной энергии (3) диполь-дипольного взаимодействия константа адсорбционного равновесия запишется в виде (рис. 4).

Для случая $\alpha = 0$ выражение для константы адсорбционного равновесия совпадает с выражением, полученным в работе [11], где учитывалась только ориентационная поляризация молекул. Из анализа полученного выражения (5) следует, что учет деформационной поляризации уточняет значение константы адсорбционного равновесия в большую сторону, т.е. деформационная поляризация усиливает адсорбцию.

Далее рассмотрим случай, когда приложено внешнее электростатическое поле. Как показано в работе [11], при ориентации внешнего поля перпендикулярно поверхности адсорбента влияние поля на адсорбцию максимально.

Пусть вектор напряженности $\bar{E}$ ориентирован от поверхности адсорбента вдоль вектора $\bar{E}_r$ (рис.1), тогда внешнее поле $\bar{E}$ вызовет дополнительную деформационную поляризацию молекулы, равную $\vec{p}_{defE} = \varepsilon_0 \alpha \bar{E}$, зеркальное изображение которого создаст дополнительное электростатическое поле напряженностью:

$$\vec{E}_{dE} = \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha \vec{E}}{(2z)^3}. \quad (6)$$

Тогда компоненты $\vec{E}_d$ результирующего поля в точке расположения диполя в этом случае с учетом выражений (2) и (6) запишутся в следующем виде:

$$E_r = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0} \frac{2p_0 \cos v}{(2z)^3} + \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha E}{(2z)^3} + E + \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3} E_r,$$

$$E_v = \frac{1}{4\pi\varepsilon_0} \frac{p_0 \sin v}{(2z)^3} + \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha E_v}{(2z)^3}.$$

После преобразований эти выражения принимают вид:

$$E_r = \frac{\frac{1}{4\pi\varepsilon_0} \frac{2p_0 \cos v}{(2z)^3} + \left(1 + \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}\right) E}{1 - \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}},$$

$$E_v = \frac{\frac{1}{4\pi\varepsilon_0} \frac{p_0 \sin v}{(2z)^3}}{1 - \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha}{(2z)^3}}.$$

Тогда энергия диполь-дипольного взаимодействия с учетом внешнего поля равна (рис. 5).

Минимальной энергии диполь-дипольного взаимодействия с учетом внешнего поля соответствуют значения углов $v = 2\pi n$, где n = 0,1,2..., то есть диполь ориентируется отрицательным зарядом к поверхности. Выражение для минимума энергии примет вид (рис. 6).

Окончательно выражение для константы адсорбционного равновесия Генри (4) в случае перпендикулярной ориентации электростатического поля относительно поверхности адсорбента с учетом минимальной энергии диполь-дипольного взаимодействия (7) имеет следующий вид (рис. 7).

Здесь (рис. 7) K_m — константа адсорбционного равновесия Генри, не зависящая от внешнего электростатического поля. Последнее выражение совпадает с полученным ранее выражением (5), полученным в отсутствии электростатического поля. Отсюда следует, что, согласно (8) (рис. 7), возможно разделение константы адсорбционного равновесия Генри на две н езависящие друг от друга части: не зависящую и зависящую от внешнего поля. Проводя аналогичные расчеты, можно получить выражение для константы адсорбционного равновесия Генри, полностью совпадающее с выражением (8) (рис. 7) для случая, когда вектор напряженности электростатического поля направлен к поверхности адсорбента.

Проанализируем выражение (8) (рис. 7) для константы адсорбционного равновесия Генри. Из (8) (рис. 7) следует, что при перпендикулярной ориентации внешнего электростатического поля относительно поверхности адсорбента константа адсорбционного равновесия Генри всегда возрастает с ростом интенсивности поля, то есть адсорбция полярных молекул при воздействии поля усиливается. Обобщение результатов работы [11], где в том числе рассматривались и параллельная ориентация поля относительно поверхности, но учитывалась только ориентационная поляризация, приводит к общему выводу о том, что внешнее электростатическое поля всегда усиливает адсорбцию.

$$K = \frac{1}{kT} exp\left(\frac{\frac{1}{2\pi\varepsilon_0 kT} \frac{p_0^2}{(2z_0)^3} \left(1 + \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha}{(2z_0)^3} \left(1 - \frac{1}{\pi} \frac{\alpha}{(2z_0)^3}\right)\right)}{\left(1 - \frac{1}{2\pi} \frac{\alpha}{(2z_0)^3}\right)^2 \left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha}{(2z_0)^3}\right)}\right)$$

Рис. 4. Формула 5. Константа адсорбционного равновесия

$$W = -(\vec{p} \cdot \vec{E}_d) = -p_0 E_r \cos v - p_0 E_v \sin v - \varepsilon_0 \alpha \left(E_r^2 + E_v^2\right) =$$

$$= -\frac{\frac{1}{4\pi\varepsilon_0} \frac{p_0^2 (1 + \cos^2 v)}{(2z)^3}}{\left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)\left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha}{(2z)^3}\right)} - \frac{\frac{1}{16\pi^2\varepsilon_0} \frac{2\alpha p_0^2}{(2z)^6}}{\left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)\left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha}{(2z)^3}\right)} -$$

$$- \frac{\frac{1}{16\pi^2\varepsilon_0} \frac{\alpha p_0^2}{(2z)^6} \left(4\cos^2 v \left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)^2 + \sin^2 v \left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)^2\right)}{\left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{2\alpha}{(2z)^3}\right)^2 \left(1 - \frac{1}{4\pi} \frac{\alpha}{(2z)^3}\right)^2} -$$

$$- \left(\frac{\left(1 + \frac{2\alpha}{4\pi (2z)^3}\right)}{\left(1 - \frac{2\alpha}{4\pi (2z)^3}\right)}\right)^2 \left(p_0 E \cos v + \varepsilon_0 \alpha E^2\right)$$

Рис. 5. Энергия диполь-дипольного взаимодействия с учетом внешнего поля

$$W_{min} = -\frac{\frac{2p_0^2}{4\pi\varepsilon_0 (2z_0)^3} \left(1 + \frac{\alpha}{4\pi (2z_0)^3} \left(1 - \frac{\alpha}{\pi (2z_0)^3}\right)\right)}{\left(1 - \frac{2\alpha}{4\pi (2z_0)^3}\right)^2 \left(1 - \frac{\alpha}{4\pi (2z_0)^3}\right)} -$$

$$- \left(\frac{\left(1 + \frac{2\alpha}{4\pi (2z_0)^3}\right)}{\left(1 - \frac{2\alpha}{4\pi (2z_0)^3}\right)}\right)^2 \left(p_0 E + \varepsilon_0 \alpha E^2\right)$$

Рис. 6. Формула 7. Выражение для минимума энергии , и если можно на страницу 126

Кроме того, в работе [11] было показано, что при перпендикулярной ориентации поля относительно поверхности адсорбента влияние поля на адсорбцию максимально.

В выражении (8) можно выделить два члена, отвечающих за разные механизмы воздействия поля на адсорбцию: линейного (по напряженности поля E, отвечающего за ориентационную поляризацию, и квадратичного (по напряженности поля E^2, отвечающего за деформационную поляризацию молекул. Здесь следует отметить, что ранее в работе [14], в которой рассматривается феноменологическая теория влияния электромагнитного поля на адсорбцию, для нетеплового механизма воздействия учитывались только квадратичные по напряженности поля члены, хотя, согласно вышеприведенным выводам, необходимо было также учесть и линейные по напряженности поля члены. Из выражения (8) также следует, что константа адсорбционного равновесия Генри в случае отсутствия у молекулы постоянного дипольного момента квадратично возрастает с ростом интенсивности поля, то есть деформационная поляризация молекул выступает как отдельный механизм воздействия на адсорбцию.

Ниже приведена оценка влияния электростатического поля на константу адсорбционного равновесия Генри. Для оценки воздействия электростатического поля на адсорбцию воспользуемся относительной характеристикой воздействия на константу адсорбционного равновесия (рис. 8) где K, K_m — константы адсорбционного равновесия с учетом воздействия поля (8) и без поля (9), соответственно.

В работе [15] приведены значения дипольных моментов молекул асфальтенов, которые находятся в диапазоне от $1{,}09\cdot10^{-29}$ до $2{,}28\cdot10^{-29}$ Кл·м. Значения деформационной поляризации асфальтенов в данной работе не приведены, поэтому оценивается влияние только дипольных моментов. Таким образом, в случае, когда электростатическое поле ориентировано перпендикулярно поверхности адсорбента, для максимального дипольного момента, равного p_0=$2{,}28\cdot10^{-29}$ Кл·м, при температуре T = 300 K и напряженности электростатического поля в диапазоне E = 10^6- 10^7В/м, относительная характеристика равна:

$$\frac{K-K_m}{K_m}=0{,}0026-0{,}026,$$

т.е влияние электростатического поля на константу адсорбционного равновесия Генри составляет от 0,26 до 2,6 %.

Итоги

- Внешнее электростатическое поле при любой ориентации относительно поверхности адсорбента усиливает адсорбцию.
- При перпендикулярной ориентации внешнего электростатического поля относительно поверхности адсорбция максимальна.
- Адсорбция зависит от вида поляризации молекул. Так, при поляризации чисто полярных молекул в уравнении для константы адсорбционного равновесия Генри присутствуют только линейные по напряженности поля члены, а для чисто деформационной поляризации присутствуют квадратичные по напряженности поля члены.
- Оценка влияния электростатического поля на адсорбцию асфальтенов для чисто ориентационной поляризации молекул в предельном случае составляет порядка трех процентов.

Выводы

Обобщая результаты, полученные для электростатического поля на случай высокочастотного электромагнитного поля для нетеплового механизма воздействия, можно сделать следующие выводы:

- независимо от ориентации внешнего электромагнитного поля нетепловой механизм воздействия усиливает адсорбцию полярных молекул на поверхности адсорбента;
- в случае учета только ориентационной поляризации молекул максимальное значение нетеплового эффекта воздействия, оказываемого полем на константу адсорбционного равновесия Генри, мало по сравнению с тепловым эффектом воздействия на адсорбцию.

$$K=K_m exp\left(\left(\frac{\left(1+\frac{2\alpha}{4\pi\left(2z_0\right)^3}\right)}{\left(1-\frac{2\overset{0}{\alpha}}{4\pi\left(2z\ \right)^3}\right)}\right)^2\left(\frac{p_0E}{kT}+\frac{\varepsilon_0\alpha E^2}{kT}\right)\right)$$

где

$$K_m=\frac{1}{kT}\exp\left(\frac{\frac{1}{2\pi\varepsilon_0kT}\frac{p_0^2}{\left(2z_0\right)^3}\left(1+\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{\left(2z_0\right)^3}\left(1-\frac{1}{\pi}\frac{\alpha}{\left(2z_0\right)^3}\right)\right)}{\left(1-\frac{1}{2\pi}\frac{\alpha}{\left(2z_0\right)^3}\right)^2\left(1-\frac{1}{4\pi}\frac{\alpha}{\left(2z_0\right)^3}\right)}\right)$$

Рис. 7. Формула 8 и 9. Диполь-дипольного взаимодействия

$$\frac{K-K_m}{K_m}=exp\left(\left(\frac{\left(1+\frac{2\alpha}{4\pi\left(2z_0\right)^3}\right)}{\left(1-\frac{2\alpha}{4\pi\left(2z_0\right)^3}\right)}\right)^2\left(\frac{p_0E}{kT}+\frac{\varepsilon_0\alpha E^2}{kT}\right)\right)-1$$

Рис. 8. Относительная характеристика воздействия на константу адсорбционного равновесия

Литература

1. Bera A., Babadagli T. Effect of native and injected nano-particles on the efficiency of heavy oil recovery by radio frequency electromagnetic heating. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 153, P. 244–256. (In Eng).
2. MacDonald B., Miadonye A. Microwave application in petroleum processing. Ecology, pollution and environmental science, 2018, Vol. 1, issue 1, P. 10–12. (In Eng).
3. Taheri-Shakib J., Shekarifard A., Naderi H. Experimental investigation of the asphaltene deposition in porous media: accounting for the microwave and ultrasonic effects. Journal of petroleum science and engineering, 2018, Vol. 163, P. 453–462. (In Eng).
4. Taheri-Shakib J., Shekarifard A., Naderi H. Experimental investigation of comparing electromagnetic and conventional heating effects on the unconventional oil (heavy oil) properties: Based on heating time and upgrading. Fuel, 2018, Vol. 228, P. 243–253. (In Eng).
5. Wang Z., Gao D., Fang J. Numerical simulation of RF heating heavy oil reservoir based on the coupling between electromagnetic and temperature field. Fuel, 2018, Vol. 220, P. 14–24. (In Eng).
6. Хисматуллина Ф.С., Демид М.С. Исследование воздействия высокочастотного электромагнитного поля и смешивающегося вытеснения на залежи высоковязких нефтей // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 2. С. 73–76.
7. Саитов Р.И., Хасанова А.Ф., Абдеев Р.Г., Абдеев Э.Р., Рукомойников А.А., Швецов М.В. Математическая модель процесса электромагнитного нагрева многофазного многокомпонентного пласта тяжелой нефти // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2018. Т. 29, № 4. С. 73–79.
8. Ковалева Л.А., Зиннатуллин Р.Р., Султангужин Р.Ф., Габдрафиков А.Ф., Гайнетдинов Э.Ф., Грехов И.В., Тарасевич С.А., Богданов А.В. Лабораторные исследования фазоразделения водонефтяных эмульсий в высокочастотных и сверхвысокочастотных электромагнитных полях // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 4. С. 80–86.

9. Леонтьев А.Ю., Полетаева О.Ю., Бабаев Э.Р., Мамедова П.Ш. Применение СВЧ-воздействия на высоковязкую тяжелую нефть // НефтеГазоХимия, 2019. № 2. С. 13–17.
10. Герасимов Я.И. Курс физической химии. Т. 1. М.: Химия, 1964. 624 с.
11. Галимбеков А.Д., Хисматуллина Ф.С. Оценка нетеплового воздействия высокочастотных электромагнитных полей на адсорбционные процессы в пористых средах // Нефтепромысловое дело. 2022. № 8. С. 9–12.
12. Савельев И.В. Курс общей физики. Т. 2. Электричество и магнетизм. СПб.: Лань, 2021. 352 с.
13. Яворский Б.М., Детлаф А.А., Лебедев А.К. Справочник по физике для инженеров и студентов вузов. М.: Мир и образование, 2023. 1056 с.
14. Galimbekov A.D., Kadyrov M.A., Drugov D.A., Muratova G.I., Baizharikova M.A. Investigation of the influence of high frequency electromagnetic fields on sorption processes. Latvian journal of physics and technical sciences, 2019, Vol. 56, issue 1, P. 53–59. (In Eng).
15. Курьяков В.Н. Исследование фазовых превращений в углеводородных флюидах методом статистического и динамического рассеяния света. Диссертация. М.: 2016. 130 с.

ENGLISH

Results

- An external electrostatic field at any orientation relative to the surface of the adsorbent enhances adsorption.
- With the perpendicular orientation of the external electrostatic field relative to the surface, the adsorption is maximal.
- Adsorption depends on the type of polarization of molecules, so when purely polar molecules are polarized, only linear terms in field strength are present in the equation for the Henry adsorption equilibrium constant, and for purely deformation polarization, quadratic terms in field strength are present.
- The evaluation of the effect of the electrostatic field on the adsorption of asphaltenes for purely orientational polarization of molecules in the limiting case is about 3 percent.

Conclusions

Summarizing the results obtained for the electrostatic field in the case of a high-frequency electromagnetic field for a non-thermal mechanism of action, the following conclusions can be drawn:

- Regardless of the orientation of the external electromagnetic field, the non-thermal mechanism of action enhances the adsorption of polar molecules on the surface of the adsorbent.
- If only the orientation polarization of the molecules is taken into account, the maximum value of the non-thermal effect of the effect exerted by the field on the adsorption equilibrium constant is small compared to the thermal effect of the effect on adsorption.

References

1. Bera A., Babadagli T. Effect of native and injected nano-particles on the efficiency of heavy oil recovery by radio frequency electromagnetic heating. Journal of petroleum science and engineering, 2017, Vol. 153, P. 244–256. (In Eng).
2. MacDonald B., Miadonye A. Microwave application in petroleum processing. Ecology, pollution and environmental science, 2018, Vol. 1, issue 1, P. 10–12. (In Eng).
3. Taheri-Shakib J., Shekarifard A., Naderi H. Experimental investigation of the asphaltene deposition in porous media: accounting for the microwave and ultrasonic effects. Journal of petroleum science and engineering, 2018, Vol. 163, P. 453–462. (In Eng).
4. Taheri-Shakib J., Shekarifard A., Naderi H. Experimental investigation of comparing electromagnetic and conventional heating effects on the unconventional oil (heavy oil) properties: Based on heating time and upgrading. Fuel, 2018, Vol. 228, P. 243–253. (In Eng).
5. Wang Z., Gao D., Fang J. Numerical simulation of RF heating heavy oil reservoir based on the coupling between electromagnetic and temperature field. Fuel, 2018, Vol. 220, P. 14–24. (In Eng).
6. Khismatullina F.S., Demid M.S. Several aspect while studying the high-frequency electro-magnetic field effect and miscible displacement from heavy oil reservoirs. Neft. Gas. Novatsii, 2020, issue 2, P. 73–76. (In Russ).
7. Saitov R.I., Khasanova A.F., Abdeev R.G., Abdeev E.R., Rukomoynikov A.A., Shvetsov M.V. Mathematical model for heating the heavy oil multiphase and multicomponent reservoir with electromagnetic waves. Bulletin of the Academy of sciences of the Republic of Bashkortostan, 2018, Vol. 29, issue 4, P. 73–79. (In Russ).
8. Kovaleva L.A., Zinnatullin R.R, Sultanguzhin R.F., Gabdrafikov A.F., Gainetdinov E.F., Grekhov I.V., Tarasevich S.A., Bogdanov A.V. Laboratory studies of water-oil emulsion phase separation in radio-frequency and microwave fields. Petroleum engineering, 2020, Vol.18, issue 4, P.80–86. (In Russ).
9. Leontiev A.Yu., Poletaeva O.Yu., Babaev E.R., Mamedova P. Sh. Application of microwave irradiation on extra-heavy crude oil. NefteGazoKhimiya, 2019, issue 2, P. 13–17. (In Russ).
10. Gerasimov Ya.I. Course of physical chemistry. Vol. 1. Moscow: Khimiya, 1964, 624 p. (In Russ).
11. Galimbekov A.D., Khismatullina F.S. Assessment of the non-thermal effect of high-frequency electromagnetic fields on the adsorption processes in porous media. Oilfield engineering, 2022, issue 8, P. 9–12. (In Russ).
12. Savelyev I.V. Course of General Physics. T. 2. Electricity and Magnetism. Saint Petersburg: Lan, 2021. 352 p. (In Russ).
13. Yavorsky B.M., Detlaf A.A., Lebedev A.K. Reference book on physics for engineers and students of universities. Moscow: Mir i obrazovanie, 2023, 1056 p. (In Russ).
14. Galimbekov A.D., Kadyrov M.A., Drugov D.A., Muratova G.I., Baizharikova M.A. Investigation of the influence of high frequency electromagnetic fields on sorption processes. Latvian journal of physics and technical sciences, 2019, Vol. 56, issue 1, P. 53–59. (In Eng).
15. Kuryakov V.N. Investigation of phase transformations in hydrocarbon fluids by the method of statistical and dynamic light scattering. Diss. Moscow: 2016, 130 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хисматуллина Фарида Сабигияровна, к.ф.-м.н., доцент, доцент кафедры (базовой) моделирования физико-технологических процессов разработки месторождений, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, главный специалист отдела экспертизы и методического обеспечения моделирования разработки ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия
Для контактов: farida.khismatullina@lukoil.com

Галимбеков Айрат Дамирович, д.ф.-м.н., доцент, профессор кафедры физики имени В.А. Фабриканта Национального исследовательского университета МЭИ, Москва, Россия

Khismatullina Farida Sabigiyarovna, ph.d. of physico-mathematical sciences, associate professor, associate professor of the department (basic) of modeling of physical and technological processes of field development, Gubkin University, Moscow, Russia; chief specialist of the department of expertise and methodological support of development modeling, “LUKOIL-Engineering” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: farida.khismatullina@lukoil.com

Galimbekov Ayrat Damirovich, doctor of physico-mathematical sciences, associate professor, professor of the department of physics named after V.A. Fabrikant of the National research university MEI, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-73-77 УДК 621.31 I Научная статья

Факторный анализ энергоэффективности механизированной добычи нефти и формирование рекомендаций по ее повышению

Еникеев Р.М.[1], **Семенов В.В.**[2], **Топольников А.С.**[2], **Катермин А.В.**[1], **Валиахметов Л.В.**[3], **Закиров В.Ф.**[3], **Сильнов Д.В.**[2,4], **Петренко С.Н.**[1]
[1]ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [3]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия, [4]ФГБОУ ВО УГНТУ, Уфа, Россия
topolnikovas@bnipi.rosneft.ru, enikeevrm@bn.rosneft.ru

Аннотация
Работа посвящена описанию результатов разработки и апробации алгоритма определения причин изменения энергоэффективности для группы механизированных нефтедобывающих скважин. Предлагается подход, который основан на сравнении удельного энергопотребления оборудования скважин за два временных периода и позволяет разделить суммарное энергопотребление по элементам оборудования, учесть долю влияния пласта, подземного и устьевого оборудования скважины в изменении эффективного напора и КПД установки. Алгоритм формирует адресный перечень мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности механизированного фонда скважин. Апробация методологии проводилась на объектах ПАО АНК «Башнефть».

Материалы и методы
Используются цифровые двойники механизированной скважины, оборудованной установкой электроцентробежного (УЭЦН) или штангового насоса (ШСНУ), с помощью которых рассчитываются потери электроэнергии по узлам насосной установки и их влияние на изменение суммарного КПД. Детализируются причины изменения напора и подачи насоса за счет изменения продуктивности скважины, режима работы насоса, линейного, буферного давлений, гидравлических потерь в НКТ и выкидной линии, осложняющих факторов.

Ключевые слова
факторный анализ, удельное энергопотребление, механизированная добыча нефти, цифровые двойники

Для цитирования
Еникеев Р.М., Семенов В.В., Топольников А.С., Катермин А.В., Валиахметов Л.В., Закиров В.Ф., Сильнов Д.В., Петренко С.Н. Факторный анализ энергоэффективности механизированной добычи нефти и формирование рекомендаций по ее повышению // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 73–77. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-73-77

Поступила в редакцию: 15.11.2023

UDC 621.31 I Original Paper

Factor analysis of energy efficiency of artificial oil production and its improvement recommendations formation

Enikeev R.M.[1], **Semenov V.V.**[2], **Topolnikov A.S.**[2], **Katermin A.V.**[1], **Valiakhmetov L.V.**[3], **Zakirov V.F.**[3], **Silnov D.V.**[2,4], **Petrenko S.N.**[1]
[1]ANK “Bashneft” PJSC Ufa, Russia, [2]“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia, [3]“Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia,
[4]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
topolnikovas@bnipi.rosneft.ru, enikeevrm@bn.rosneft.ru

Abstract
The paper is dedicated to the description and approbation of an algorithm to search the reasons of energy efficiency change for a group of artificial oil production wells. The approach is proposed, which is based on comparison of the specific energy consumption for two time periods and allows to distribute the total energy consumption among the equipment elements and to take into account the share of the influence of the reservoir, submergible and wellhead equipment of the well in the installation total change of the effective head and efficiency. The algorithm forms an address list of activities aimed at the energy efficiency improvement. The approbation of methodology was performed at the facilities ANK “Bashneft” PJSC.

Materials and methods
The digital twins of artificial oil well, which is equipped by the electric centrifugal and rod pump installations are used, which help to calculate the electric energy losses by the elements of the pump installation and their influence on the total efficiency. The refinement of the reasons of the pump head change by changes of well productivity, pump working regime, wellhead pressure, and hydraulic losses in the lift tubes and fitting is provided.

Keywords
factor analysis, specific energy consumption, artificial oil lift, digital twins

For citation
Enikeev R.M., Semenov V.V., Topolnikov A.S., Katermin A.V., Valiakhmetov L.V., Zakirov V.F., Silnov D.V., Petrenko S.N. Factor analysis of energy efficiency of artificial oil production and its improvement recommendations formation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 73–77. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-73-77

Received: 15.11.2023

Введение

Одним из основных показателей оценки эффективности работы любого элемента производственной цепочки на месторождении (пласт, скважина, система сбора, подготовка и транспортировка скважинной продукции, система поддержания пластового давления) является удельный расход электроэнергии (УРЭ). УРЭ в общем случае определяется отношением потребляемой электроэнергии за выбранный период времени к объему жидкости (добываемой, перекачиваемой, нагнетаемой).

Поскольку достаточно сложно установить эталонные значения УРЭ в связи с многообразием условий эксплуатации месторождения, то на практике используется подход, основанный на сравнении значений УРЭ за два временных периода: базовый и текущий. Если текущее значение УРЭ снизилось относительно базового, то можно говорить о росте энергоэффективности, иначе — о его снижении.

Применительно к процессу механизированной добычи нефти, где сосредоточены основные потребители электроэнергии месторождения (порядка 60 % всех энергозатрат), оценка энергоэффективности проводится путем сравнения УРЭ на добывающих скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) и штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ). Сравнение может проводиться как для всего действующего фонда, так и для отдельных месторождений и других структурных единиц.

Для определения причин изменения УРЭ проводится факторный анализ. Его целью является выделение основных факторов, которые повлияли на рост или снижение УРЭ. В случае процесса механизированной добычи основными факторами традиционно являются изменение суммарного напора насосных установок и коэффициента полезного действия (КПД).

Основным недостатком бизнес-процесса мониторинга энергоэффективности процесса механизированной добычи нефти в настоящее время является то, что проводимый факторный анализ, как правило, сводится к фиксации роста или снижения УРЭ по группе скважин и слабо коррелирует с выполняемой программой энергосбережения, заключающейся в формировании организационно-технических мероприятий, направленных на снижение УРЭ.

В настоящей работе предлагается модернизированный подход к проведению факторного анализа энергоэффективности механизированной добычи нефти. Он заключается в детализации факторов, влияющих на изменение УРЭ по группе скважин. Детализация включает в себя учет изменения напора из-за изменения пластовых условий, режима работы скважины, потерь в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) и выкидной линии, изменения КПД отдельных элементов насосных установок, влияния метеоусловий и т.д. Такая детализация, с одной стороны, приводит к расширению влияющих факторов, с другой — позволяет перейти к адресным мероприятиям, направленным на максимальное снижение УРЭ на конкретных скважинах, если известна причина изменения фактора. В качестве инструмента для проведения расчетов энергопотребления по узлам насосных установок используются цифровые двойники скважины с УЭЦН и ШСНУ [1–3].

После того, как с помощью цифрового двойника будут определены потери электроэнергии в узлах насосной установки для конкретной скважины, можно провести сравнение для базового и текущего месяца и оценить величину изменения этих потерь в сравнении с другими узлами. Далее проводится градация влияния отдельных факторов внутри группы скважин, выделяется наиболее сильный рост УРЭ по этим факторам и формируются адресные мероприятия для исключения их вредного влияния. Таким образом, на основе углубленного факторного анализа становится возможным установить причину роста УРЭ и спланировать корректирующие мероприятия для повышения энергоэффективности механизированной добычи.

Основные факторы изменения энергоэффективности добычи нефти

Удельный расход электроэнергии по жидкости (кВт·ч/м³) по месторождению, региону или всему фонду механизированных скважин за месяц определяется как отношение суммарной потребляемой электроэнергии W (кВт·ч/мес.) к суммарной добыче жидкости Q (м³/мес.) по всем скважинам, входящим в структурную единицу:

$$УРЭ = \frac{W}{Q} = \frac{\sum_i W^{(i)}}{\sum_i Q^{(i)}}. \quad (1)$$

Изменение $УРЭ$ является разностью значений в текущем и базовом месяцах:

$$\Delta УРЭ = \frac{W_2}{Q_2} - \frac{W_1}{Q_1} \quad (2)$$

и может происходить:

1. По причине ввода новых скважин (ВНС) и вывода скважин в бездействие (ВБД). В этом случае одна или несколько скважин эксплуатируются только в базовом месяце, либо в текущем. Поскольку поскважинное сравнение в данном случае невозможно, то изменение УРЭ для таких скважин целиком списывается на этот фактор: $\Delta УЭРВНС/ВБД^{(i)} = \Delta УЭР^{(i)}$;
2. По причине изменения способа эксплуатации ($СЭ$) скважин. В этом случае способы эксплуатации скважины для базового и текущего месяца будут различны (УЭЦН-ШСНУ или, наоборот, ШСНУ-УЭЦН) и детальный факторный анализ также нецелесообразен: $\Delta УЭРСЭ^{(i)} = \Delta УЭР^{(i)}$;
3. По причине изменения режима работы скважин. В этом случае скважина присутствует и в базовом, и в текущем месяце, и при этом эксплуатируется одним и тем же способом (при этом необязательно, чтобы насосная установка была той же самой);
4. По причине проведения текущего и капитального ремонта скважины (ТКРС) и вывода скважины на режим ВНР в базовом или текущем месяце. В этом случае во время проведения ТКРС происходит потребление электроэнергии, но не отбирается пластовая жидкость, а во время ВНР происходит потребление электроэнергии на отбор жидкости глушения;
5. По причине изменения метеоусловий. В этом случае в зависимости от температуры окружающего воздуха на некоторых наземных объектах (ТМПН, АГЗУ, СУДР, наземный кабель) происходят дополнительные потери электроэнергии из-за необходимости поддержания параметров этих объектов (речь идет прежде всего о принудительном нагреве с помощью обогревательных элементов);
6. По прочим причинам, к которым относятся те факторы, которые невозможно обоснованно отнести ни к одному из пяти вышеописанных.

В наиболее общем случае (в базовом и текущем месяце скважина эксплуатировалась одним и тем же способом) месячное энергопотребление по i-й скважине за j-й период времени определяется факторами 3–5:

$$W_j^{(i)} = W_{реж\,j}^{(i)} + W_{ТКРС\,j}^{(i)} + W_{ВНР\,j}^{(i)} + W_{метео\,j}^{(i)}, \quad (3)$$

а добыча жидкости вычисляется через средний дебит жидкости $qj^{(i)}$ (м³/сут) за j-й период, число календарных дней Nj (сут/мес.) и длительность ТКРС (ВНР) в анализируемом месяце $t_{TKPC/BHP\,j}^{(i)}$ (сут/мес.):

$$Q_j^{(i)} = q_j^{(i)} \times \left(N_j - t_{ТКРС\,j}^{(i)} - t_{ВНР\,j}^{(i)}\right). \quad (4)$$

Расчет месячного потребления электроэнергии во время ТКРС и ВНР (кВт·ч/мес.) в формуле (3) выполняется для тех скважин, на которых в анализируемом месяце проводились эти мероприятия:

$$W_{ТКРС/ВНР\,j}^{(i)} = U_{ТКРС/ВНР} \times t_{ТКРС/ВНР\,j}^{(i)}, \quad (5)$$

где UTKPC/BHP — удельные затраты на проведение ТКРС (ВНР) (кВт·ч/сут).

Расчет изменения месячного потребления электроэнергии из-за метеоусловий (кВт*ч/мес.) выполняется для тех наземных объектов (АГЗУ, ТМПН, СУДР, наземный кабель), которые относятся к скважине.

Потребляемая мощность во время нормальной эксплуатации (кВт·ч/мес.) рассчитывается по формуле:

$$W_{реж\,j}^{(i)} = E_{реж\,j}^{(i)} \times \left(N_j - t_{ТКРС\,j}^{(i)} - t_{ВНР\,j}^{(i)}\right), \quad (6)$$

где Ереж $j^{(i)}$ — суточное энергопотребление (замерное или расчетное с помощью цифрового двойника скважины) i-й установки в анализируемом месяце (кВт·ч/сут).

Для детализации влияющих факторов на изменение УРЭ из-за режима работы скважины выразим потребляемую ею мощность через полезную мощность и КПД установки по формуле:

$$E_{реж\,j}^{(i)} = \frac{101{,}325 \times 24 \times \Delta P_j^{(i)} \times q_{см\,j}^{(i)}}{86\,400\,\eta_j^{(i)}} \quad (7)$$

где ΔP — перепад давлений в насосе (атм), $q_{см}$ — расход смеси через насос (м³/сут), η — КПД установки, 101,325, 24 и 86 400 — переводные коэффициенты из атм в кПа, часов в сутки и суток в секунды соответственно. В свою очередь перепад давлений в насосе можно представить в виде:

$$\Delta P^{(i)} = P_{вык}^{(i)} - P_{пр}^{(i)} = \rho_{см}^{(i)} g H^{(i)} / 101\,325, \quad (8)$$

где $P_{вык}$ и $P_{пр}$ — давления на выкиде и приеме насоса (атм), $\rho_{см}$ — плотность смеси в насосе (кг/м³), g — ускорение свободного падения (м/с²), H — фактический напор насоса, м, 101325 — переводной коэффициент из атм в Па.

Если предположить, что отношение расхода смеси через насос к дебиту жидкости в поверхностных условиях $q_{см}/q$ остается примерно постоянным при различных режимах работы установки, то основными факторами, которые будут влиять на изменение УРЭ по причине изменения режима работы скважины, будут являться следующие:

1. Напор насоса:

$$\Delta УРЭ_{H}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times q_{см1}^{(i)}}{86\ 400 \times q_{l}^{(i)} \times \eta_{l}^{(i)}} \times \left(\left(P_{вык2}^{(i)} - P_{пр2}^{(i)}\right) - \left(P_{вык1}^{(i)} - P_{пр1}^{(i)}\right)\right). \quad (9)$$

Здесь и далее нижние индексы 1 и 2 обозначают значения параметров в базовом и текущем месяцах соответственно.

2. КПД установки:

$$\Delta УРЭ_{КПД}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times \left(P_{вык1}^{(i)} - P_{пр1}^{(i)}\right) \times q_{см1}^{(i)}}{86\ 400 \times q_{l}^{(i)}} \times \left(\frac{1}{\eta_{2}^{(i)}} - \frac{1}{\eta_{1}^{(i)}}\right). \quad (10)$$

3. Плотность смеси в насосе:

$$\Delta УРЭ_{\rho}^{(i)} = \frac{101,325 \times 24 \times \left(P_{вык1}^{(i)} - P_{пр1}^{(i)}\right) \times q_{см1}^{(i)}}{86\ 400 \times q_{l}^{(i)} \times \eta_{l}^{(i)}} \times \left(\frac{\rho_{см2}^{(i)}}{\rho_{см1}^{(i)}}\right) - 1. \quad (11)$$

Напор насоса согласно (9) выражается через разность давлений на выкиде и приеме насоса. Давление на приеме зависит в основном от двух факторов: технологического (частота для УЭЦН и произведение числа качаний на длину хода для ШСНУ — чем выше эти показатели, тем ниже давление на приеме) и геологического (коэффициент продуктивности — чем ниже продуктивность скважины, тем ниже давление на приеме при фиксированной частоте). Давление на выкиде в свою очередь зависит от буферного давления (чем выше буферное давление, тем выше давление на выкиде), линейного давления (чем больше разность буферного и линейного давлений, тем выше давление на приеме) и гидравлических потерь в НКТ (чем больше потери, тем выше давление на выкиде). С учетом вышеописанного для напора учитываются следующие вспомогательные факторы: линейное давление, буферное давление, гидравлические потери в НКТ, частота (число качаний), продуктивность пласта.

КПД установки можно разбить на составляющие по узлам. Для УЭЦН учитываются потери в насосе, электродвигателе, погружном кабеле, трансформаторе, станции управления. Для ШСНУ можно выделить потери в насосе, штанговой колонне, станке-качалке и приводе.

Если суточное электропотребление в формуле (6) не замеряется и не может быть по каким-либо причинам рассчитано с помощью цифрового двойника (например, отсутствуют данные о типоразмере насосной установки), то детализация изменения УРЭ из-за режима работы скважины невозможна. В этом случае оно списывается на прочие причины.

Для того, чтобы рассчитать суммарные показатели изменения УРЭ по факторам, необходимо просуммировать энергопотребление для базового и текущего месяца по всем скважинам для каждого фактора, сумму разделить на суммарный дебит в этом месяце и найти разность:

$$\Delta УРЭ_{(i)} = \frac{\sum_{i} УРЭ_{(i)2}^{(i)} \left(30 - t_{ТКРС2}^{(i)} - t_{ВНР2}^{(i)}\right)}{\sum_{i} Q_{2}^{(i)} \times \left(30 - t_{ТКРС2}^{(i)} - t_{ВНР2}^{(i)}\right)} - \frac{\sum_{i} УРЭ_{(i)1}^{(i)} \left(30 - t_{ТКРС1}^{(i)} - t_{ВНР1}^{(i)}\right)}{\sum_{i} Q_{1}^{(i)} \times \left(30 - t_{ТКРС1}^{(i)} - t_{ВНР1}^{(i)}\right)}. \quad (12)$$

Рекомендации мероприятий для повышения энергоэффективности механизированной добычи нефти

Основные мероприятия для повышения энергоэффективности разработки месторождения в целом и механизированной добычи в частности приводятся в нормативных документах нефтедобывающих компаний. Кроме этого, ряд мероприятий, не относящихся явно к энергосберегающим, косвенно оказывают влияние на изменение УРЭ по скважине. В рамках предлагаемого подхода используются все перечисленные мероприятия. Алгоритм для формирования рекомендаций для механизированной скважины будет следующим:

1. Определяем, является ли рост УРЭ для анализируемой скважины сверхкритическим. Для этого можно использовать условие выполнения хотя бы одного из двух критериев:
   - превышение изменения УРЭ от заданной абсолютной величины в кВт·ч/м^3 (например, 1 кВт·ч/м^3;
   - превышение изменения УРЭ от заданной относительной величины в процентах к УРЭ базового месяца (например, 10 %).

   Если оба критерия не выполняются, то проведение каких-либо мероприятий на скважине не требуется.
2. Если изменение УРЭ является сверхкритическим, то далее переходим к выбору наиболее значимого фактора, для исключения которого и будет предлагаться соответствующее мероприятие.

Перечень основных мероприятий, соответствующих каждому доминирующему фактору, приведен в таблице 1. Выбор конкретного мероприятия и его дизайн осуществляются технологическим персоналом. При расчете дизайна мероприятий, связанных с изменением режима работы скважины (расчет оптимальной частоты тока УЭЦН, числа качаний ШСНУ, длительностей циклов откачки и накопления при периодической эксплуатации скважин), может быть использован цифровой двойник.

На рисунке 1 показана диаграмма факторного анализа для одного из нефтяных месторождений Республики Башкортостан. В качестве базового месяца рассматривается январь 2021 года (в это время на месторождении действующий фонд скважин с УЭЦН и ШСНУ составлял в общей сложности 38 скважин), в качестве текущего — август 2021 года (58 скважин механизированного фонда). Как следует из диаграммы, за прошедшее время произошло снижение УРЭ примерно на 2 кВт·ч/м^3, при этом изменение фонда скважин за счет ВНС и ВБД, напротив, привело к росту УРЭ на 4 кВт·ч/м^3, но было скомпенсировано изменением УРЭ за счет напора, КПД и плотности (в сумме примерно на 6 кВт·ч/м^3).

По результатам факторного анализа алгоритмом рекомендованы мероприятия на 11 скважинах, в т.ч.: смена ЭЦН на четырех скважинах, изменение режима — на трех скважинах, проведение ГТМ — на трех скважинах, скребкование — на одной скважине (табл. 2).

Табл. 1. Мероприятия для снижения УРЭ на механизированном фонде скважин
Tab. 1. The measures to reduce specific energy consumption for artificial lift wells

Изменение УРЭ за счет	Мероприятия
Изменения СЭ	Смена СЭ
Изменения напора из-за изменения буферного и линейного давления	1. Снижение линейного давления 2. Обработка выкидной линии
Изменения напора из-за изменения гидравлического сопротивления в НКТ	1. Увеличение диаметра НКТ 2. Скребкование 3. Промывка растворителями АСПО/солей 4. Тепловая обработка НКТ 5. Снижение вязкости продукции
Изменения напора из-за изменения перепада буферного и линейного давлений	1. Исключение штуцирования 2. Обработка выкидной линии
Изменения напора из-за изменения частоты УЭЦН/параметров станка-качалки	1. Изменение режима работы скважины 2. Промывка растворителями АСПО/солей 3. Обработка деэмульгаторами
Изменения напора из-за изменения продуктивности пласта (давления на приеме насоса для УЭЦН)	1. Изменение режима работы скважины 2. Проведение ГТМ
Изменения КПД ШСНУ	Изменение режима работы скважины
Изменения КПД насоса УЭЦН	1. Смена УЭЦН 2. Изменение режима работы скважины
Изменения КПД двигателя УЭЦН	1. Смена ПЭД 2. Корректировка U/F характеристик
Изменения КПД электрокабеля УЭЦН	Увеличение сечения погружного электрокабеля
Изменения КПД ТМПН УЭЦН	Смена ТМПН
Изменения КПД СУ УЭЦН	1. Изменение настроек СУ 2. Изменение отпаек ТМПН 3. Смена СУ
Изменения плотности	1. Ограничение объема закачки (рост обводненности) 2. Изменение режима работы (снижение доли газа)
Изменения метеоусловий	Отключение обогрева наземных объектов

Прогнозное снижение УРЭ по фонду из 58 скважин после проведения рекомендуемых мероприятий составит 0,36 кВт·ч/м^3, в том числе за счет изменения напора на 0,27 кВт·ч/м^3 и КПД — на 0,09 кВт·ч/м^3.

Как показали расчеты, основными доминирующими факторами, влияющими на изменение УРЭ по механизированному фонду скважин, если сравниваются данные близких временных периодов, являются изменение напора (изменение режима работы насосного оборудования, износ насоса, засорение рабочих органов насоса, уменьшение проходного сечения НКТ) и КПД насосных установок. Влияние факторов «ВНС/ВБД», «плотность», «СЭ» и «ТКРС/ВНР» становится значимым, если базовый месяц удален по времени от текущего, как в рассмотренном примере (рис. 1), либо на месторождении массово проводятся ГТМ или меняется численность или структура действующего фонда. Фактор «Метеоусловия» проявляется в осенне-зимний и зимне-весенний периоды, когда происходят включения/отключения приборов подогрева производственных объектов и скважинной продукции.

Количественная оценка экономического эффекта от применения факторного анализа энергоэффективности механизированной добычи в производственные процессы может быть сделана по результатам ее будущего внедрения на нефтедобывающих предприятиях. При этом факторный анализ следует рассматривать в контексте выполнения существующей программы по повышению энергоэффективности механизированной добычи, как дополнительный инструмент оперативного поиска мероприятий по снижению удельного энергопотребления.

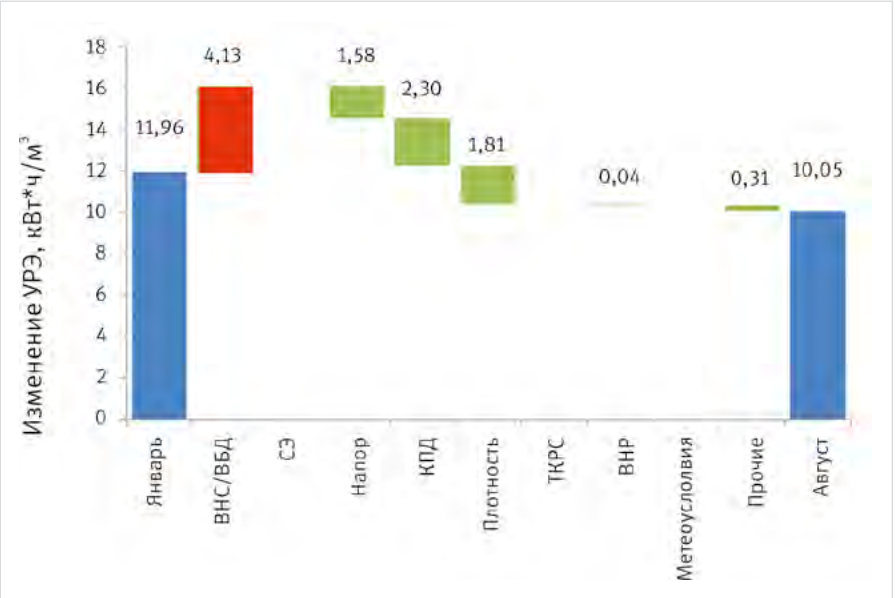


Рис. 1. Диаграмма факторного анализа изменения УРЭ для анализируемого фонда скважин
Fig. 1. The diagram of the factor analysis of the specific energy consumption change for the analyzed fund of wells

Табл. 2. Результаты расчета влияния факторов на выбор мероприятий по снижению УРЭ
Tab. 2. The results of calculation of the influence of factors on the choice of measures to reduce specific energy consumption

Скважина	Qж, м^3/сут	Ключевой фактор	Мероприятия	Прогнозное снижение УРЭ, кВт*ч/м^3
1	29,1	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	6,5
2	9,4	КПД ШСНУ	Изменение числа качаний станка-качалки ШСНУ: 4 → 3,5	4,2
3	131,0	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	1,7
4	2,4	КПД ШСНУ	Изменение числа качаний станка-качалки ШСНУ: 2,8 → 2,5	9,3
5	30,6	Напор Кпрод	Проведение ГТМ (увеличение типоразмера УЦЭН)	2,5
6	2,4	Напор НКТ	Скребкование НКТ	1,2
7	45,1	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	1,4
8	81,7	Напор Кпрод	Проведение ГТМ (увеличение типоразмера УЦЭН)	2,7
9	139,0	Напор Кпрод	Проведение ГТМ (увеличение типоразмера УЦЭН)	2,1
10	3,9	КПД ШСНУ	Изменение режима работы ШСНУ: 16/8 → 14/10	2,4
11	19,1	КПД ЭЦН	Смена УЭЦН	3,8

Итоги

На основе цифрового двойника скважины, оборудованной установкой электроцентробежного и штангового насоса, предложен новый подход для детального факторного анализа причин изменения удельного энергопотребления для скважин механизированного фонда. Показано, что помимо общего вклада таких факторов, как напор и КПД установки, можно учитывать влияние изменения пластовых условий, режима работы скважины, потерь в колонне насосно-компрессорных труб и выкидной линии, КПД отдельных элементов насосного оборудования, осложняющих факторов. Такая детализация существенно облегчает планирование мероприятий, направленных на снижение УРЭ на конкретных скважинах.

Выводы

Предложенный алгоритм детального факторного анализа для процесса механизированной добычи нефти позволяет не только зафиксировать изменение удельного энергопотребления по анализируемому фонду скважин, но и определить причины такого изменения. Это, наряду с факторным анализом по остальным элементам производственной цепочки на нефтегазовом месторождении, позволяет планировать корректирующие мероприятия для нефтедобывающих предприятий, направленные как на изменение способа и режима эксплуатации насосного оборудования, так и воздействующие на пласт и поверхностное оборудование. Учет движения фонда скважинного оборудования во времени, изменения метеоусловий и факта проведения ТКРС и ВНР позволяет повысить точность принятия решений при анализе удельного энергопотребления для больших выборок скважин.

Литература

1. Пашали А.А., Колонских А.В., Халфин Р.С., Сильнов Д.В., Топольников А.С., Латыпов Б.М., Уразаков К.Р., Катермин А.В., Палагута А.А., Еникеев Р.М. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода скважины на режим в ПАО АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 3. С. 80–84.
2. Пашали А.А., Сильнов Д.В., Топольников А.С., Латыпов Б.М., Еникеев Р.М., Шубин С.С. Вывод на режим скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных и скважинных штанговых насосов, с применением методов машинного обучения и цифровых двойников // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 112–117.
3. Архипов Д.С., Латыпов Б.М., Сильнов Д.С., Еникеев Р.М., Пензин А.В., Валиахметов Л.В. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 42–50.

Results

A new approach for detailed factor analysis of reasons of changes of the specific energy consumption for artificial lift wells is proposed on the base on the digital twin for the wells, equipped by electric centrifugal and rod pump installation. It is shown that besides the overall contribution of such factors as pump head and efficiency it is possible to take into account the influence of the reservoir conditions, well working regime, losses at the wellhead fitting and in the lift tubes, efficiency of the separate elements of the pump installation, complicating factors. Such the refinement essentially relieved the planning of measures aimed at the reduction of the specific energy consumption at individual wells.

Conclusions

The proposed approach of detailed factor analysis for the artificial oil lift process allows not only to fix the change in the specific energy consumption at the analyzed fund of wells, but to determine the reasons of such the change. This along with the factor analysis for the other elements of production chain at the oil field enables to plan the corrected measures for oil producing companies aimed at the change of method and regime of the pump equipment operation, but also at the influence on the reservoir and surface equipment. Accounting for the movement of the well equipment fund in time, changes in weather report and conducting operations of repair and output of the well to the stable mode allows to increase the precision of decisions when analyzing the specific energy consumption for big groups of wells.

References

1. Pashali A.A., Kolonskikh A.V., Khalfin R.S., Silnov D.V., Topolnikov A.S., Latypov B.M., Urazakov K.R., Katermin A.V., Palaguta A.A., Enikeev R.M. A digital twin of well as a tool of digitalization of bringing the well on to stable production in Bashneft PJSOC. Oil industry, 2021, issue 3, P. 80–84. (In Russ).
2. Pashali A.A., Silnov D.V., Topolnikov A.S., Latypov B.M., Enikeev R.M., Shubin S.S. Bringing the oil wells equipped by electrical submersible and sucker rod pumps on to stable production based on complex approach using machine learning and digital twins. Oil industry, 2021, issue 7, P. 112–117. (In Russ).
3. Arkhipov D.S., Latypov B.M., Silnov D.S., Enikeev R.M., Penzin A.V. Valiakhmetov L.V. Ways to improve the energy efficiency of electric submersible pump units for oil production using digital twins. Petroleum Engineering, 2021, Vol. 19, issue 1, P. 42–50. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Еникеев Руслан Марсельевич, менеджер по проектам инжиниринга и цифровой трансформации, департамент добычи нефти и газа, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия
Для контактов: enikeevrm@bn.rosneft.ru

Семенов Василий Владимирович, к.т.н., главный специалист сектора энергетики отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, управление цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Топольников Андрей Сергеевич, к.ф.-м.н., эксперт отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, управление цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Катермин Алексей Викторович, директор департамента добычи нефти и газа, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

Валиахметов Линар Вазихович, начальник отдела по повышению энергоэффективности и энергосбережению, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Закиров Винер Фардатович, руководитель центра центрального инженерно-технологического управления, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Сильнов Денис Владимирович, кандидат технических наук, главный менеджер, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, доцент, ФГБОУ ВО УГНТУ, Уфа, Россия

Петренко Сергей Николаевич, заместитель генерального директора по поддержке бизнес-процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Enikeev Ruslan Marselievich, manager on the projects of engineering and digital transformation, department of oil and gas production, ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia
Corresponding author: enikeevrm@bn.rosneft.ru

Semenov Vasily Vladimirovich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist of energetics sector of the field of digital transformation of complex asset management, department of digital transformation of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Topolnikov Andrey Sergeevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert of the field of digital transformation of complex asset management, department of digital transformation of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Katermin Alexey Viktorovich, head of department of oil and gas production, ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia

Valiakhmetov Linar Vazikhovich, head of the field for energy efficiency and energy conservation, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Zakirov Viner Fardatovich, head of the center of central engineering and technological management, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Silnov Denis Vladimirovich, ph.d. of engineering sciences, chief manager, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia; senior lecturer of machinery and equipment petroleum development, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Petrenko Sergey Nikolaevich, deputy CEO within business-process support, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-78-83 УДК 622.276 I Научная статья

Интегральная модель энергоэффективности цифрового актива

Еникеев Р.М.[1], **Топольников А.С.**[2]
[1]ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Работа посвящена описанию интегральной модели нефтяного месторождения для оценки изменения его энергоэффективности при заданных сценарных условиях разработки. Модель объединяет в себе основные элементы месторождения: пласт, механизированную добычу, систему сбора, подготовки и транспортировки скважинной продукции, систему поддержания пластового давления. Эти элементы представлены «цифровыми двойниками», которые находятся во взаимодействии друг с другом. Построенная для одного из месторождений Башкирии интегральная модель после адаптации на фактические данные позволяет проводить расчет изменения энергоэффективности всех потребителей электроэнергии на месторождении при сохранении текущих технологических параметров и заданных сценарных условий.

Материалы и методы
Для каждого элемента месторождения создается «цифровой двойник», моделирующий происходящие внутри него процессы. Для пласта используется метод материального баланса и балансовых кривых, для моделирования течения многофазного потока в скважине и элементах наземной инфраструктуры — набор эмпирических корреляций для расчета перепада давлений и температур в совокупности с моделью нелетучей нефти и композиционной моделью для расчета фазового равновесия, для моделирования насосов, теплообменников, сепараторов и других элементов применяются их паспортные характеристики. При интегральном моделировании «цифровые двойники» отдельных элементов объединяются в рамках единого алгоритма.

Ключевые слова
интегральная модель, энергоэффективность, цифровой двойник, разработка месторождения, механизированная добыча

Для цитирования
Еникеев Р.М., Топольников А.С. Интегральная модель энергоэффективности цифрового актива // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 78–83. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-78-83

Поступила в редакцию: 17.11.2023

UDC 67.03 I Original Paper

The integrated model of a digital asset energy efficiency

Enikeev R.M.[1], **Topolnikov A.S.**[2]
[1]ANK “Bashneft” PJSC Ufa, Russia, [2]“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The paper is devoted to the description of an oil field integral model for the estimation of its efficiency change under the given conditions of the field production. The model combines the main field elements: the reservoir, artificial lift, gathering facilities, production treatment and transporting, the reservoir pressure maintenance system. These elements are presented as “digital twins”, which interacts with each other. The integrated model built up for one of the Bashkiria fields allows to calculate energy efficiency changes of all consumers at the field for the maintaining the current technological parameters and the specified scenario changes.

Materials and methods
For each of the elements of the oilfield the “digital twin” is constructed, which model the processes inside it. For the reservoir the material balance method and balanced curves are used, for the modeling of multiphase flow in the well and in the elements of ground infrastructure the set of empirical correlations for calculation of pressure and temperature drop with accordance with black oil model and composite model for phase equilibrium are employed, for modeling of pumps, heat exchangers, separators and other elements their passport characteristics are used. With integrated modeling “digital twins” of different elements are united within the framework of a single algorithm.

Keywords
integrated model, energy efficiency, digital twin, field production, artificial lift

For citation
Enikeev R.M., Topolnikov A.S. The integrated model of a digital asset energy efficiency. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 78–83. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-78-83

Received: 17.11.2023

Введение

Интегральное моделирование на сегодняшний день является стандартным методом оптимизации разработки нефтегазовых месторождений, когда речь идет об учете взаимовлияния объектов подземной и наземной инфраструктуры [1–4]. Особенно оно становится актуальным, когда моделирование включает экономическую оценку на перспективу разработки месторождений. При этом, как правило, основное внимание уделяется моделированию пласта, поскольку от качества прогноза добычи нефти зависит точность оценки доходной части экономики нефтяного месторождения.

Признавая важность интегрального моделирования для прогнозирования разработки месторождения на средне- и долгосрочную перспективу, следует отметить, что оно может применяться и для решения краткосрочных задач (до одного года). В качестве такой задачи в настоящей работе предлагается рассмотреть задачу прогнозирования изменения энергоэффективности нефтяного месторождения.

Проблема энергоэффективности в последние годы является одной из наиболее актуальных в нефтегазовой сфере, но не всегда решается комплексно. Так, например, при планировании программы энергосбережения механизированной добычи нефти, на долю которой приходится порядка 70 % всех энергозатрат месторождения, слабо учитывается влияние предлагаемых энергосберегающих технологий и мероприятий на скважине на энергоэффективность других скважин и объектов наземной инфраструктуры. С другой стороны, часто не принимаются во внимание изменения, влияющие на скважины, но напрямую не связанные со скважинным оборудованием и режимом работы скважин, такие как проведение геолого-технических мероприятий, изменение режимов работы объектов поверхностной инфраструктуры.

Под интегральной моделью энергоэффективности цифрового актива будем понимать разновидность цифровой интегральной модели — единой цифровой модели месторождения, предназначенной для расчета энергопотребления каждого объекта (скважины, объекты поверхностного обустройства), учитывающей взаимовлияние объектов друг на друга и ориентированной на оптимизацию энергопотребления. Специфическими особенностями такой модели являются:

- приоритет энергоэффективности в качестве критерия мониторинга и оптимизации интегральной модели;
- сравнительно небольшой (от одного месяца до полугода) горизонт прогнозирования, предполагающий, что инфраструктура месторождения за период моделирования не изменится;
- акцент на моделировании механизированной добычи. Как основного потребителя электроэнергии месторождения.

В общем случае интегральная модель энергоэффективности цифрового актива включает в себя пять основных элементов: пласт, механизированную добычу, систему сбора, систему подготовки и систему поддержания пластового давления (ППД). И связывающий их воедино алгоритм. Элементы интегральной модели представлены «цифровыми двойниками» — математическими моделями, которые способны адаптироваться на промысловые данные и проводить прогнозные расчеты на заданном горизонте времени.

В настоящей работе для моделирования механизированной добычи используются разработанные ранее с участием авторов «цифровые двойники» добывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежных (УЭЦН) и скважинных штанговых насосов (ШСНУ) с детализацией энергозатрат по узлам оборудования [5]. Для описания системы сбора, транспортировки и подготовки скважинной продукции создаются графы, моделирующие конфигурацию наземных трубопроводов с расположенными в их вершинах технологическими объектами (замерные установки, водозаборные скважины, насосы, теплообменники и т.д.), в которых рассчитываются перепады давлений и температур. Пласт описывается сравнительно простыми моделями, основанными на методе материального баланса и аппроксимации исторических данных, которые позволяют прогнозировать изменение пластового давления и обводненностей для ячеек заводнения и добывающих скважин.

Связывающий алгоритм с заданным временным шагом (обычно выбирается 1 месяц) последовательно запускает на расчет «цифровые двойники» и обеспечивает обмен данными между ними. Основными объектами исследования в силу специфики задачи являются насосные установки для добычи нефти, насосы внутренней перекачки и системы ППД, компрессоры, теплообменники: все потребители электроэнергии на месторождении представлены «цифровыми двойниками», позволяющими рассчитывать энергозатраты.

Целью настоящей работы является подтверждение применимости интегральной модели энергоэффективности к реальному месторождению и оценка влияния сценарных условий на изменение его энергетических показателей.

В качестве объекта для моделирования, на примере которого строилась интегральная модель энергоэффективности, было выбрано одно из месторождений Башкирии, которое является в достаточной степени автономным (объект системы подготовки обслуживает только добывающие скважины данного месторождения) и многие годы разрабатывается в режиме заводнения (добывающий фонд представлен УЭЦН и УСШН, а вода для закачки в продуктивные пласты месторождения поступает из системы подготовки после отделения ее от нефти и от водозаборных скважин).

Для анализа влияния мероприятий, проводимых на механизированном фонде скважин, на энергоэффективность месторождения было рассмотрено несколько сценариев:

- базовый сценарий: режимы работы добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин, объектов подготовки и ППД в течение периода расчета не изменяются и соответствуют параметрам стартового периода;
- оптимизация режима работы скважины: в начале каждого нового расчетного месяца на всех скважинах производится изменение частоты тока УЭЦН или числа качаний ШСНУ, исходя из критерия достижения технологического потенциала или минимального удельного расхода электроэнергии (УРЭ);
- отключение высокообводненных скважин: в начале каждого нового расчетного месяца происходит остановка скважин механизированного фонда с высокой обводненностью.

В последующих разделах приводится более подробное описание «цифровых двойников» для каждого элемента цифрового актива, презентация связывающего алгоритма и результаты расчетов по приведенным выше сценариям.

Цифровые двойники составляющих интегральной модели цифрового актива и связывающий их алгоритм

Несмотря на то, что элементы цифрового актива (пласт, механизированная добыча, системы сбора, подготовки и ППД) влияют друг на друга, это влияние не всегда является прямым. Так, например, пласт оказывает непосредственное влияние только на процессы механизированной добычи (через пластовое давление и обводненность скважин) и систему ППД (пластовое давление). Влияние пласта на другие элементы осуществляется опосредованно. Взаимодействие элементов цифрового актива может быть сведено к последовательному бинарному влиянию так, как это показано на рисунке 1.

Исходя из этого можно сформулировать понятия цифровых двойников каждого элемента цифрового актива.

Рис. 1. Упрощенная схема взаимодействия элементов цифрового актива
Fig. 1. Simplified interaction scheme of digital asset elements

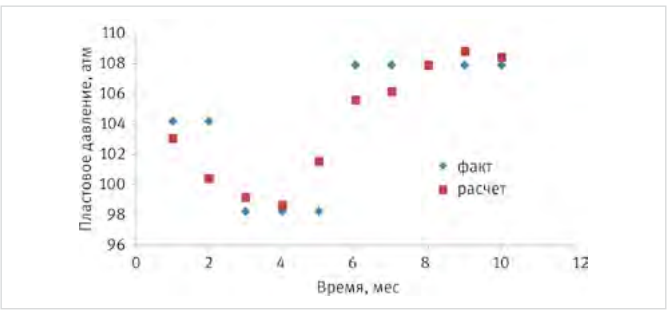


Рис. 2. Сравнение фактического и расчетного пластового давления по одной из ячеек заводнения
Fig. 2. Actual and calculated reservoir pressure comparison for one of the flooding cells

Цифровая модель пласта — модель пласта, которая на основе динамических данных о добыче (дебиты воды и нефти) и закачке (приемистость на нагнетательных скважинах) на месторождении позволяет рассчитывать пластовое давление и обводненность на добывающих скважинах.

Основные принципы построения модели пласта:

- пластовое давление в ячейках заводнения определяется с помощью метода материального баланса (рис. 2);
- обводненность вычисляется на основе балансовой модели (экстраполяция истории изменения накопленной добычи нефти от водонефтяного фактора).

Цифровая модель механизированной добычи нефти — объединенная модель группы скважин, которая позволяет на основе известных значений параметров пласта (пластовые давления и обводненности) и системы сбора (линейные давления) рассчитывать дебиты жидкости и забойные давления и определять расход газожидкостной смеси и обводненность нефти на групповых замерных установках (ГЗУ) для учета в трубопроводной системе.

Основные принципы моделирования механизированной добычи:

- фактические и прогнозные параметры технологического режима работы нефтяной скважины с УЭЦН и ШСНУ определяются с помощью «цифрового двойника» [5-7];
- для насосного оборудования проводится детализация энергозатрат по узлам.

Цифровая модель системы сбора скважинной продукции — объединенная модель связанных трубопроводов, предназначенная для определения линейного давления на ГЗУ для добывающих скважин в зависимости от расхода газожидкостной смеси и обводненности продукции этих скважин.

Основные принципы моделирования системы сбора:

- система сбора представляет собой ориентированный граф в виде дерева с корнем, который является входной точкой

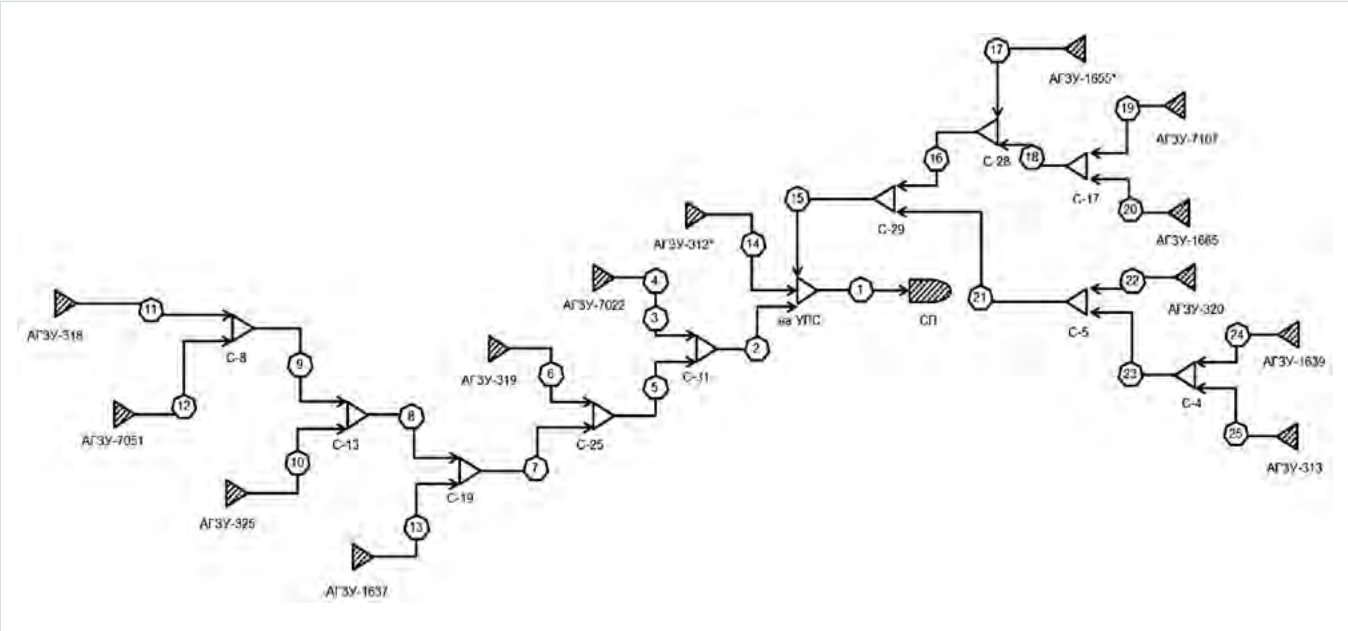


Рис. 3. Схема нефтесбора
Fig. 3. In-field flow line scheme

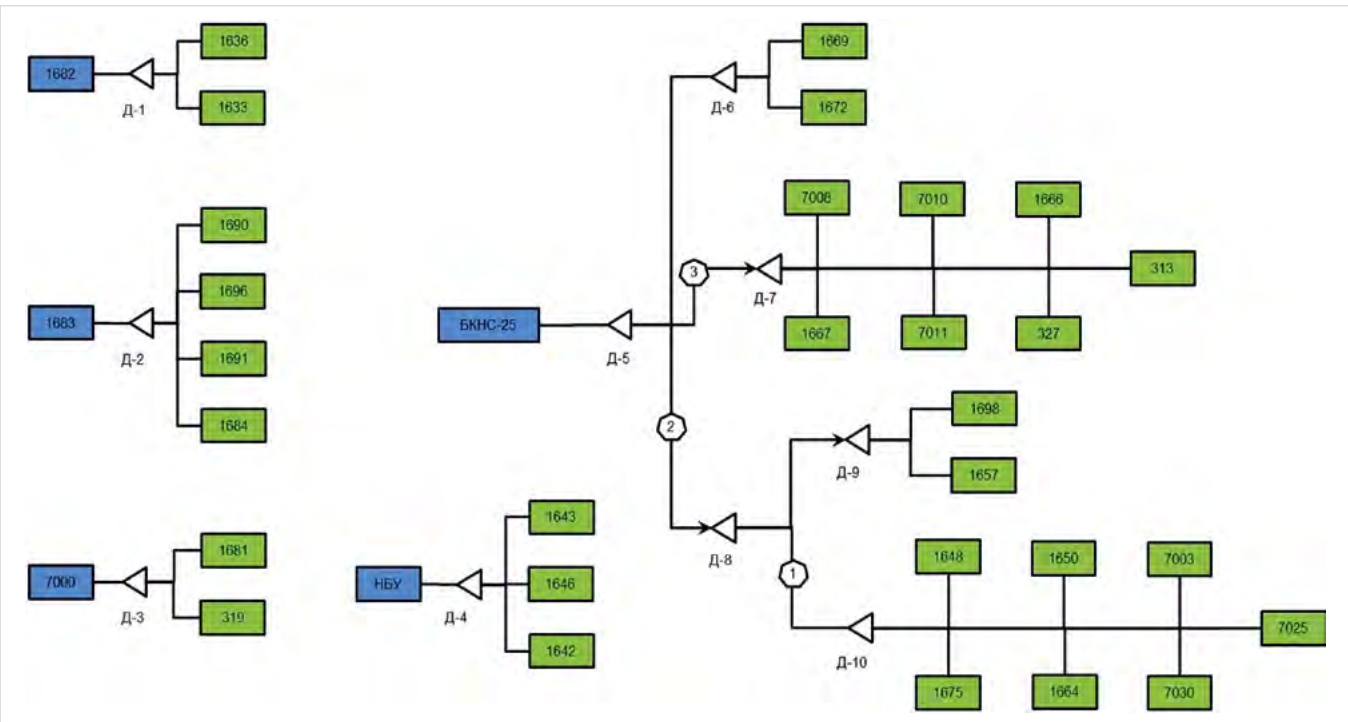


Рис. 4. Схема системы ППД
Fig. 4. The reservoir pressure maintenance system scheme

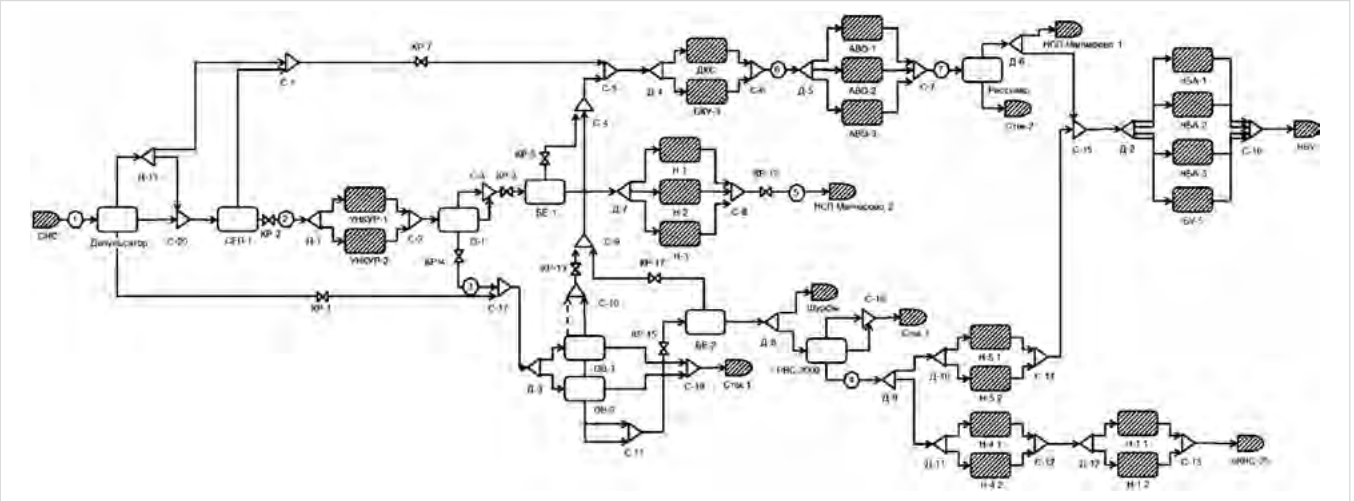


Рис. 5. Схема системы подготовки скважинной продукции
Fig. 5. Production field processing system scheme

в систему, и листьями, которые соответствуют ГЗУ;

- расчет производится при условии, что поток газожидкостной смеси движется всегда по направлению от ГЗУ к пункту подготовки нефти, при этом на входе в него задаются давление и температура газожидкостной смеси, а на ГЗУ задаются массовый расход углеводородной смеси и объемный расход воды, а также компонентный состав углеводородной смеси;
- для моделирования фазовых превращений в системе нефть-газ на элементарных участках труб используется приближение нелетучей нефти без учета массообмена, а в точках соединения участков труб и точках ветвления дерева — композиционная модель;
- для моделирования перепада давлений в трубе используется приближение Беггса-Брилла, а для расчета изменения температуры — корреляция Алвеса [8]. При расчете равновесного состояния системы нефть-газ используется уравнение Соаве-Ридлиха-Квонга [9].

Применительно к моделируемому месторождению система нефтесбора включает 13 ГЗУ, работающих на 59 скважин, 25 трубопроводов и 11 точек ветвления (рис. 3).

Цифровая модель системы поддержания пластового давления — объединенная модель водозаборных скважин и связанных трубопроводов, предназначенная для определения приемистости нагнетательных скважин.

Основные принципы моделирования системы ППД:

- система ППД представляет собой несвязанный ориентированный граф в виде деревьев, корнями которых являются водоисточники (водозаборные скважины, насосы бустерной установки (НБУ) и блочной кустовой насосной станции (БКНС)), и листьями, которые соответствуют ячейкам заводнения;
- для моделирования водозаборных скважин применяется модель «цифрового двойника» скважины с УЭЦН;
- для моделирования перепада давлений в трубопроводах используется приближение Беггса-Брилла, а для расчета изменения температуры – корреляция Алвеса;
- распределение потоков воды на делителях и гребенках фиксируется для базового месяца расчета с учетом известных приемистостей нагнетательных скважин.

Для моделируемого месторождения система ППД включает 3 водозаборные скважины, 2 источника сброса воды в системе подготовки (НБУ и БКНС), 3 трубопровода, 10 делителей-гребенок и 29 нагнетательных скважин, которые работают на 14 ячеек заводнения (рис. 4).

Цифровая модель системы подготовки скважинной продукции — объединенная модель связанных объектов (насосы, сепараторы, трубопроводы и проч.), которая на основе известных расходов углеводородной смеси и воды на входе рассчитывает расход воды в системе ППД и параметры энергоэффективности входящих в нее источников энергопотребления.

Основные принципы моделирования системы подготовки:

- система подготовки представляет собой связанный ориентированный граф, который содержит один источник (он же сток для системы сбора) и несколько стоков, из которых только два (БКНС и НБУ) являются источниками для системы ППД;
- для моделирования каждого типа объекта (насос, теплообменник, отстойник, сепаратор, трубопровод, клапан, сумматор, делитель) используется собственный «цифровой двойник»;
- энергопотребление рассчитывается только для насосов и теплообменников.

Для моделируемого месторождения система подготовки в общей сложности содержит 13 насосов, 7 теплообменников, 5 отстойников, 4 сепаратора, 7 трубопроводов, 10 клапанов, 20 точек ветвления-сумматоров и 12 делителей потока (рис. 5).

Связывающий цифровые двойники алгоритм функционирования интегральной модели цифрового актива выглядит следующим образом:

1. Для базового месяца, с которого стартует расчет, происходит адаптация параметров «цифровых двойников» на фактические данные. Для механизированных скважин она заключается в определении поправочных коэффициентов для расчета напора и КПД электроцентробежных насосов и коэффициентов утечек в клапанной паре и коэффициента растяжения штанговой колонны для ШСНУ таким образом, чтобы расчетные дебит жидкости и потребляемая мощность совпали с замерными значениями. Адаптация цифровой модели системы сбора проводится с помощью варьирования местного сопротивления путем изменения эффективного внутреннего диаметра труб для обеспечения согласования линейных давлений на ГЗУ и давления и температуры на входе в пункт подготовки нефти. Остальные объекты: теплообменники, сепараторы, отстойники и т.д. Адаптировались путем варьирования их характеристик (перепады давлений, температур, КПД) таким образом, чтобы обеспечить согласование с замерными параметрами для базового месяца. После адаптации параметров «цифровых двойников» на замерные данные базового месяца они фиксировались и в ходе прогнозных расчетов уже не изменялись.
2. Осуществляется последовательный пересчет цифровых моделей пласта, механизированной добычи, системы сбора, системы подготовки и системы ППД на данных базового месяца. Рассчитывается энергопотребление объектов цифрового актива.
3. По результатам расчета формируется технологический режим первого прогнозного месяца, который также участвует в формировании истории изменения параметров для модели пласта, после чего повторяются действия из п. 2.
4. Расчет продолжается до тех пор, пока не будет достигнут целевой расчетный месяц.

Примеры расчетов с помощью интегральной модели

Для примера функционирования цифровой модели рассмотрим базовый сценарий, когда считается, что режимы работы добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин, объектов подготовки и ППД в течение периода расчета не меняются и соответствуют параметрам базового месяца. В качестве базового месяца здесь выбран июнь 2022 г., горизонт прогнозирования – 5 месяцев, шаг расчета — один месяц. Параметры пласта изменяются в соответствии с историческими трендами и расчетными значениями добычи и закачки.

На рисунке 6 представлено изменение энергопотребления за месяц и УРЭ по одной из скважин механизированного фонда

и всему механизированному фонду в целом. Из графиков видно, что значения энергопотребления и УРЭ изменяются немонотонно. Это связано с тем, что добыча и закачка для ячеек заводнения не согласованы между собой в настоящем и прошлом (т.е. пластовые давления и обводненности по каждой ячейке заводнения имеют свои тренды), что ведет к изменению параметров всей системы, даже если зафиксировать параметры подземного и наземного оборудования.

Для сравнения на рисунках 7 и 8 показаны расчеты для двух других сценариев: оптимизация механизированного фонда и отключение высокообводненных скважин для механизированного фонда и системы ППД соответственно.

Как следует из представленных графиков, оптимизация добычи приводит к росту энергопотребления и УРЭ для скважин механизированного фонда (дополнительная добыча на пределе технологического потенциала, как правило, связана с непропорциональным увеличением энергозатрат), но при этом УРЭ для скважин ППД ниже, чем для базового сценария. Отключение высокообводненных скважин, наоборот, приводит к снижению энергопотребления механизированного фонда (5 скважин из 59 «выпадают» из расчета), но в данном случае УРЭ оказывается выше, чем для базового сценария. Для ППД базовый сценарий и сценарий с отключением высокообводненных скважин дают примерно одинаковые результаты по энергопотреблению и УРЭ.

Итоги

Таким образом, на примере одного из нефтяных месторождений Башкирии разработана интегральная модель энергоэффективности, объединяющая цифровые модели пласта, механизированной добычи нефти, систем нефтесбора, подготовки скважинной продукции

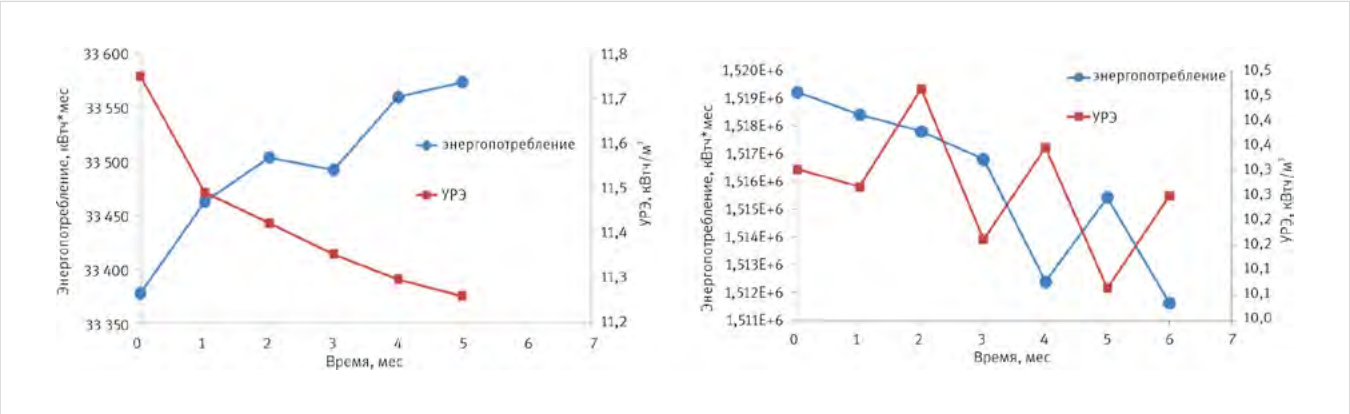


Рис. 6. Изменение энергопотребления и УРЭ по одиночной скважине (слева) и всему механизированному фонду скважин (справа) для базового сценария
Fig. 6. Energy consumption and specific energy consumption (SEC) changes for a single well (on the left); for the entire artificial lift well stocks (on the right) for basic scenario

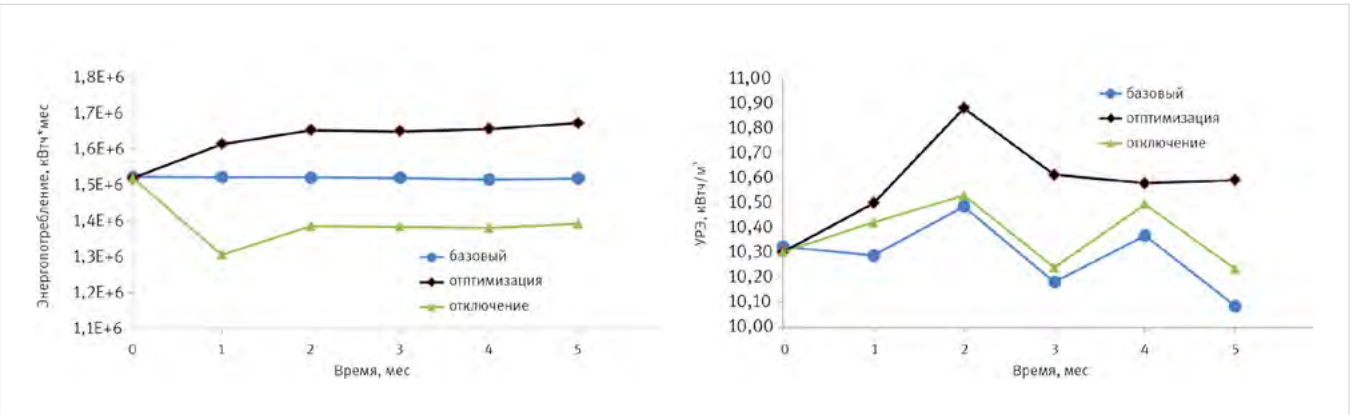


Рис. 7. Изменение энергопотребления (слева) и УРЭ (справа) по механизированному фонду скважин для различных сценариев
Fig. 7. Energy consumption (on the left) and SEC (on the right) changes for the mechanized well stock for various scenarios

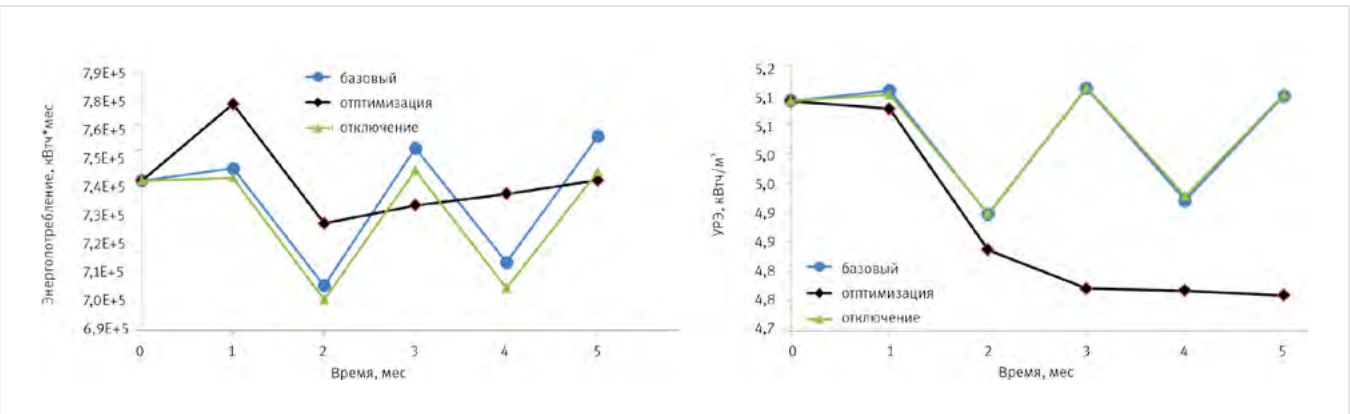


Рис. 8. Изменение энергопотребления (слева) и УРЭ (справа) по системе ППД для различных сценариев
Fig. 8. Energy consumption (on the left) and SEC (on the right) changes for the oil processing and pumping system for various scenarios

и поддержания пластового давления. Интегральная модель после адаптации на фактические данные позволяет проводить расчет изменения энергоэффективности всех потребителей электроэнергии на цифровом месторождении при сохранении текущих технологических параметров и сценарных условий.

Выводы

Перспективы развития модели энергосбережения цифрового актива видятся в решении следующих задач:

- усложнение «цифровых двойников» объектов модели и ее отдельных элементов;
- расширение перечня различных сценариев (оптимизация режимов работы наземного оборудования, отключение или ввод в эксплуатацию новых скважин или оборудования) и критериев для оптимизации;
- автоматическая оптимизация управляющих параметров объектов интегрального месторождения для достижения критериев энергоэффективности;
- адаптация в промысловых условиях, которая позволит оценить точность прогнозирования интегральной модели.

Литература

1. Волков С.В. Повышение эффективности нефтегазодобычи на основе интегрированных операций // Нефть. Газ. Новации. 2016. № 8. С. 15–17.
2. Тихомиров Л.И., Земцов С.А., Волков С.В., Мещеряков М.А., Волчков С.В. Интеллектуальное месторождение. Комплексный подход к оперативному управлению предприятием нефтегазодобывающей отрасли на базе цифровых инструментов, с использованием методов машинного обучения и искусственного интеллекта // Научный журнал Российского газового общества. 2019. № 3–4. С. 21–26.
3. Власов А.И., Можчиль А.Ф. Обзор технологий: от цифрового к интеллектуальному месторождению // PROНЕФТЬ. 2018. № 3. С. 68–74.
4. Филиппов Е.В., Чумаков Г.Н., Пономарева И.Н., Мартюшев Д.А. Применение интегрированного моделирования в нефтегазовой отрасли // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 386–400.
5. Пашали А.А., Колонских А.В., Халфин Р.С., Сильнов Д.В., Топольников А.С., Латыпов Б.М., Уразаков К.Р., Катермин А.В., Палагута А.А., Еникеев Р.М. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода скважины на режим в ПАО АНК «Башнефть» // Нефтяное хозяйство. 2021. Т. 3. С. 80–84.
6. Пашали А.А., Сильнов Д.В., Топольников А.С., Латыпов Б.М., Еникеев Р.М., Шубин С.С. Вывод на режим скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных и скважинных штанговых насосов, с применением методов машинного обучения и цифровых двойников // Нефтяное хозяйство. 2021. № 7. С. 112–117.
7. Архипов Д.С., Латыпов Б.М., Сильнов Д.С., Еникеев Р.М., Пензин А.В., Валиахметов Л.В. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосы добычи нефти с применением цифровых двойников // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19. № 1. С. 42–50.
8. Брилл Дж.П., Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.
9. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие. Ленинград: Химия, 1982. 592 с.

ENGLISH

Results

Thus, on the example of one of the oil fields of Bashkiria, an integrated energy efficiency model was developed, combining digital models of formation, mechanized oil extraction, oil recovery systems, well production preparation and maintenance of reservoir pressure. The integrated model, after adapting to the actual data, makes it possible to calculate the change in the energy efficiency of all consumers of electricity in a digital field while maintaining current technological parameters and scenario conditions.

Conclusions

Prospects of development of the model of energy saving of the digital asset are seen in the following tasks:

- complexity of «digital doubles» of model objects and its individual elements;
- expansion of the list of different scenarios (optimization of ground equipment operation modes, disconnection or commissioning of new wells or equipment) and criteria for optimization;
- automatic optimization of control parameters of integrated field objects to achieve energy efficiency criteria;
- adaptation in fishing conditions, which will assess the accuracy of the projection of the integrated model.

References

1. Volkov S.V. Improving the efficiency of oil and gas production through integrated operations. Neft. Gas. Novacii, 2016, issue 8, P.15–17. (In Russ).
2. Tikhomirov L.I., Zemtsov S.A., Volkov S.V., Mescheriakov M.A., Volchkov S.V. The smart oilfield. An integrated approach to real-time enterprise management based on digital tools using machine learning and artificial intelligence methods. Scientific journal of the Russian gas society, 2019, issue 3–4, P. 21–26. (In Russ).
3. Vlasov A.I., Mozhchil A.F. Technology overview: from digital to intelligent field. PROneft, 2018, issue 3, P. 68–74. (In Russ).
4. Filippov E.V., Chumakov G.N., Ponomareva I.N., Martyushev D.A. Application of integrated modeling in the oil and gas industry. Nedropolzovanie, 2020, Vol. 20, issue 4. P. 386–400. (In Russ).
5. Pashali A.A., Kolonskikh A.V., Khalfin R.S., Silnov D.V., Topolnikov A.S., Latypov B.M., Urazakov K.R., Katermin A.V., Palaguta A.A., Enikeev R.M. A digital twin of well as a tool of digitalization of bringing the well on to stable production in “Bashneft” PJSOC. Oil industry, 2021, issue 3, P. 80–84. (In Russ).
6. Arkhipov D.S., Latypov B.M., Silnov D.S., Enikeev R.M., Penzin A.V., Valiakhmetov L.V. Ways to improve the energy efficiency of electric submersible pump units for oil production using digital twins. Petroleum Engineering, 2021, Vol. 19, issue 1, P. 42–50. (In Russ).
7. Pashali A.A., Silnov D.V., Topolnikov A.S., Latypov B.M., Enikeev R.M., Shubin S.S. Bringing the oil wells equipped by elictrical submersible and sucker rod pumps on to stable production based on complex approach using machine learning and digital twins. Oil industry, 2021, issue 7, P. 112–117. (In Russ).
8. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Research, 2006, 384 p. (In Russ).
9. Reed R., Prausnitz J., Sherwood T. Properties of gases and liquids. Reference manual. Leningrad: Himiya, 1982, 592 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Еникеев Руслан Марсельевич, менеджер по проектам инжиниринга и цифровой трансформации, департамент добычи нефти и газа, ПАО АНК «Башнефть», Уфа, Россия

Топольников Андрей Сергеевич, к.ф.-м.н., эксперт отдела цифровой трансформации комплексного управления активом, управление цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

Enikeev Ruslan Marselievich, manager on the projects of engineering and digital transformation, department of oil and gas production, ANK “Bashneft” PJSC, Ufa, Russia

Topolnikov Andrey Sergeevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert of the field of digital transformation of complex asset management, department of digital transformation of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: topolnikovas@bnipi.rosneft.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-84-89 УДК 622.276.342 I Научная статья

Выбор режима работы горизонтальных скважин с большеобъемным многостадийным гидроразрывом пласта на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти

Капишев Д.Ю.[1], Родионова И.И.[1], Садыков А.М.[1], Рахимов М.Р.[1], Вахитов И.И.[1], Кайбуллин Н.И.[1], Мирошниченко В.П.[2], Паровинчак К.М.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, [3]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья продолжает цикл статей, посвященных поиску оптимальной системы и режима разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами на примере Эргинского лицензионного участка. Рассмотрены мероприятия для дальнейшей рентабельной разработки участка: бурение горизонтальных скважин поперек направления распространения регионального стресса, увеличение количества стадий гидроразрыва пласта, применение более сложных технологий ГРП, эксплуатация скважин на «щадящем» режиме.

Материалы и методы
С применением гидродинамического моделирования обоснован разворот схемы бурения скважин: принятая ранее система разработки предполагала бурение горизонтальных скважин вдоль направления распространения регионального стресса. Предложено увеличение количества стадий ГРП и массы пропанта на каждый порт. Представлены результаты реализации опытно-промышленных работ по бурению и вводу в эксплуатацию первых «продольных» и «поперечных» скважин с большеобъемным МГРП на «щадящем» режиме эксплуатации.

Ключевые слова
разработка месторождений, низкопроницаемые коллекторы, ультратрудноизвлекаемые запасы, горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта

Для цитирования
Капишев Д.Ю., Родионова И.И., Садыков А.М., Рахимов М.Р., Вахитов И.И., Кайбуллин Н.И., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор режима работы горизонтальных скважин с большеобъемным многостадийным гидроразрывом пласта на залежах с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 84–89. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-84-89

Поступила в редакцию: 03.10.2023

UDC 622.276.342 I Original Paper

Selection of the operating mode of horizontal wells with large-volume multistage hydraulic fracturing on deposits with hard-to-recover oil reserves

Kapishev D.Yu.[1], Rodionova I.I.[1], Sadykov A.M.[1], Rakhimov M.R.[1], Vakhitov I.I.[1], Kaibullin N.I.[1], Miroshnichenko V.P.[2], Parovinchak K.M.[3]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegas" LLC, Nefteyugansk, Russia, [3]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Abstract
This article continues the series of articles devoted to the work on optimizing the system of developing collectors with low filtration properties on the example of the Erginsky license area. Measures for further cost-effective development of the site are considered: drilling horizontal wells across the direction of regional stress propagation, increasing the number of hydraulic fracturing stages, operation of wells in a gentle mode.

Materials and methods
With the use of hydrodynamic modeling, the reversal of the well drilling scheme is justified: the previously adopted development system assumed the drilling of horizontal wells along the direction of regional stress propagation. It is proposed to increase the number of hydraulic fracturing stages and the mass of the proppant for each port. The results of the implementation of pilot works on drilling and commissioning of the first "longitudinal" and "transverse" wells with a large-volume multistage hydraulic fracturing in a "gentle" operating mode are presented.

Keywords
field development, low-permeability reservoirs, ultra-hard-to-recover reserves, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing

For citation
Kapishev D.Yu., Rodionova I.I., Sadykov A.M., Rakhimov M.R., Vakhitov I.I., Kaibullin N.I., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. Selection of the operating mode of horizontal wells with large-volume multistage hydraulic fracturing on deposits with hard-to-recover oil reserves. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 84–89. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-84-89

Received: 03.10.2023

Эргинский лицензионный участок (ЛУ) на сегодня является главным крупным полигоном разработки ультранизкопроницаемых коллекторов (‹0,3 мД). Участок входит в состав Приобского нефтяного месторождения, которое является уникальным по объему запасов, сосредоточенных в различных геологических условиях: от благоприятных шельфовых отложений до сверхнизкопроницаемых глубоководных зон.

Данная статья является продолжением цикла статей [1, 2], посвященного работе по выбору оптимальной системы и режима разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), так называемыми ультратрудноизвлекаемыми запасами, на примере Эргинского ЛУ Приобского месторождения.

В середине 2019 года начато масштабное бурение эксплуатационных скважин по рядной системе разработки горизонтальными добывающими и нагнетательными скважинами с длиной горизонтального участка 1 200 м и десятью стадиями гидроразрыва пласта (ГРП). Для создания галереи трещин горизонтальные стволы скважин расположены вдоль максимального горизонтального напряжения (регионального стресса), так называемые продольные скважины. Расстояние между рядами составляет 200 м [3].

По мере продвижения бурением в краевые части участка возникла необходимость в оптимизации системы разработки. С использованием детальных геолого-гидродинамических моделей были выполнены технико-экономические расчеты выбора дальнейшей стратегии разработки участка [4]. Предложено осуществлять переход на системы разработки с разворотом проектных горизонтальных скважин поперек направления распространения регионального стресса для повышения коэффициента охвата пласта (поперечные скважины). Предложена разработка на естественном режиме с увеличением количества стадий ГРП с 10 до 16–25 и применением более прогрессивных дизайнов ГРП, увеличением расстояния между скважинами с 200 до 300 м. Разработана программа по увеличению массы пропанта на стадиях с использованием различных комбинаций линейных и сшитых гелей (рис. 1).

В конце 2021 года пробурена первая поперечная ГС с 10 стадиями ГРП, с массой пропанта, аналогичной продольным ГС, при этом скважина не достигла запланированных показателей добычи. К основным причинам недостижения можно отнести совокупность факторов, среди которых низкая продуктивность трещин ГРП со стандартным дизайном [2] (жидкость разрыва на основе сшитого геля в объеме Vж = 420 м^3, Мпр = 150 т, оценочная полудлина трещины до 135 м), возможная потеря гидродинамической связи трещин со стволом скважины ввиду наличия перепродавок при посадке шаров для изоляции предыдущих стадий, применение стандартной программы подготовки скважины после многостадийного ГРП (МГРП) и вывода скважин на режим (ВНР) с форсированным отбором жидкости. В результате были внесены корректировки в плановые проекты по заканчиванию и освоению последующих поперечных ГС. Предложена программа инновационных дизайнов МГРП для увеличения продуктивности ГС с развитием большей полудлины трещины с ограничением роста трещины в высоту в целевом интервале пласта относительно стандартной технологии с применением сшитого геля. Проработанные программы подробно описаны в статье [2]. При проведении МГРП данная программа предусматривала увеличение массы пропанта и объема жидкости с гибридными дизайнами с использованием низковязких жидкостей (линейный гель и понизитель трения). Новый подход к проведению ГРП позволяет увеличивать стимулированный объем пласта. Для отработки новых технологий МГРП, уточнения расчетных параметров трещин предлагаемого варианта определен пилотный куст для проведения различных дизайнов ГРП.

Табл. 1. Рекомендуемые диаметры штуцера при освоении после МГРП
Tab. 1. Recommended fitting diameters during development after multistage hydraulic fracturing

№	Диаметр штуцера, мм	Время отработки на штуцере, сут
1	4	2
2	6	2
3	8	2
4	10	1–2
5	12	2 и далее до разрядки

В настоящее время помимо выбора оптимальной системы разработки низкопроницаемых коллекторов необходимо также осуществлять выбор оптимального режима эксплуатации скважин, позволяющего поддерживать их рентабельную разработку. Одним из таких способов является эксплуатация скважин на «щадящем» режиме, которая позволяет минимизировать вынос пропанта из трещин, продлить период стабильной работы скважины без перевода в режим автоматического повторного включения (АПВ) и достичь большей добычи в результате постепенного плавного снижения забойного давления как в процессе подготовки скважины

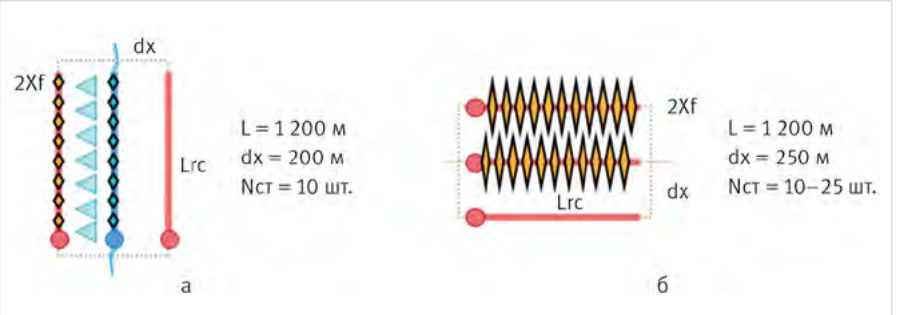


Рис. 1. Реализуемые системы разработки: а — система продольных скважин с заводнением; б — система поперечных скважин на естественном режиме
Fig. 1. Development systems to be implemented: a – longitudinal well system with winding; б – transverse well system in natural mode

Рис. 2. Пример выноса пропанта и ухудшение проводимости трещины ГРП для различных режимов эксплуатации поперечных скважин
Fig. 2. An example of proppant removal and deterioration of fracture fracture conductivity for various operating modes of transverse wells

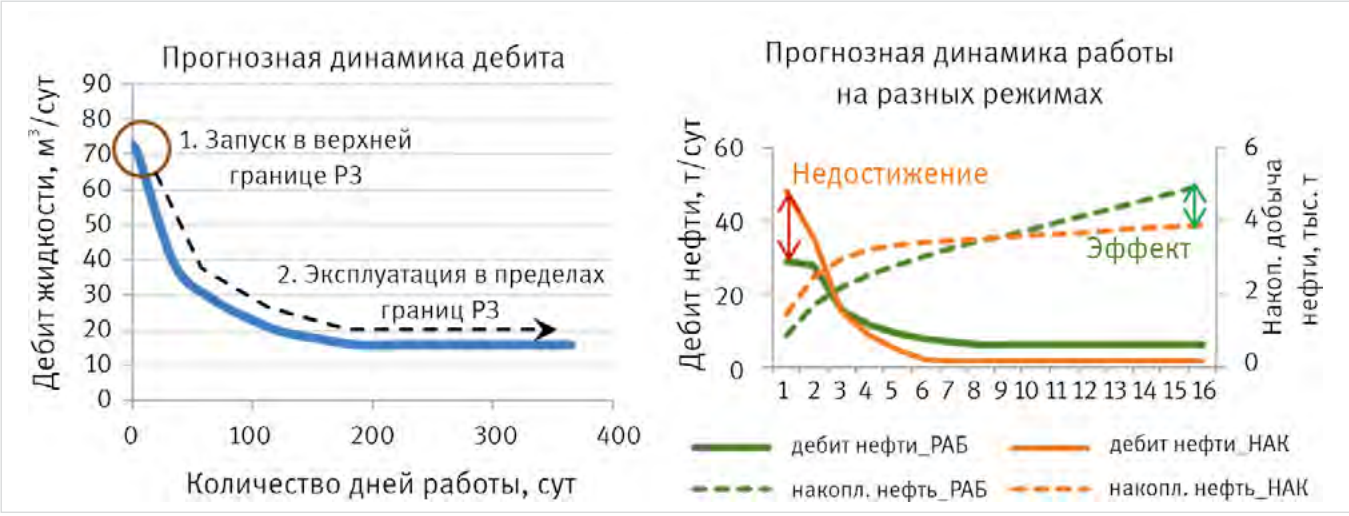


Рис. 4. Пример подбора ГНО с учетом темпов падения дебита жидкости и различных режимов эксплуатации поперечных скважин
Fig. 4. An example of the selection of deep pumping equipment

после МГРП (нормализация забоя, разрядка скважины), так и после запуска скважины с оптимально подобранным глубинным насосным оборудованием (ГНО).

В работе [5] выполнено математическое моделирование фильтрации в закрепленной трещине с учетом сжатия пропантной упаковки, вдавливания пропанта в стенки трещины, разрушения стенок трещины и выноса пропанта. По результатам моделирования было предложено два сценария опытно-промешенных работ по выводу горизонтальных скважин с МГРП на режим (плавный и агрессивный) со ступенчатым увеличением диаметра штуцера для определения верхнего и нижнего пределов безопасного сценария открытия скважины. В работе [6] приведена оценка первых результатов работы опытных скважин. По результатам мониторинга добычи в течение 3 месяцев после операции ВНР прирост добычи в абсолютном выражении более 5 % в плавном режиме ВНР по сравнению с агрессивным.

При агрессивном выводе на режим [5] с быстрым открытием штуцера формируется избыточная депрессия и градиент давления в трещине и притрещинной области пласта, что приводит к возникновению следующих нежелательных геомеханических явлений:

- вынос пропанта из трещины в ГС;
- вдавливание пропанта в стенки трещины и уменьшение ширины закрепленной трещины;
- выламывание породы внутрь трещины;
- сжатие пропантной пачки с эффектами компакции;
- дробление пропанта и кольматация призабойной области трещины.

По совокупности данных эффектов проводимость трещины падает, что приводит к снижению дебита скважин и недополучению добычи в результате реализации агрессивного сценария вывода на режим. Щадящая подготовка скважины к добыче после МГРП (разрядка скважины с постепенным увеличением размера штуцера, начиная с минимального (2–4 мм), для плавного снижения забойного давления и контроль забойного давления при нормализации забоя с гибкой насосно-компрессорной трубой (ГНКТ) позволяет минимизировать выпадение пропанта из прискважинной зоны трещины ГРП (рис. 2).

Высказывается предположение, что эффект потери гидродинамической связи со стволом скважины наиболее чувствителен для случая поперечного размещения трещин, так как в этом случае площадь пересечения ствола скважины с поверхностью трещины минимальна и равна произведению длины окружности ствола скважины и ширины трещины в прискважинной зоне ($\sim Wf*Ldw$), и в случае отсутствия надежного закрепления этой области пропантом происходит полное отсекание стимулированного объема трещины от фильтрации независимо от параметров трещины. При ориентации ствола скважины вдоль направления регионального стресса, созданная трещина пересекает траекторию ствола с значительно большей плоскостью соприкосновения, и в предельном случае эта плоскость по всей своей длине пересекает траекторию скважины и равна произведению длины и ширины трещины в прискважинной зоне ($\sim Xf*Wf$). В таком случае площадь контакта трещины со стволом скважины в сотни раз больше (рис. 3).

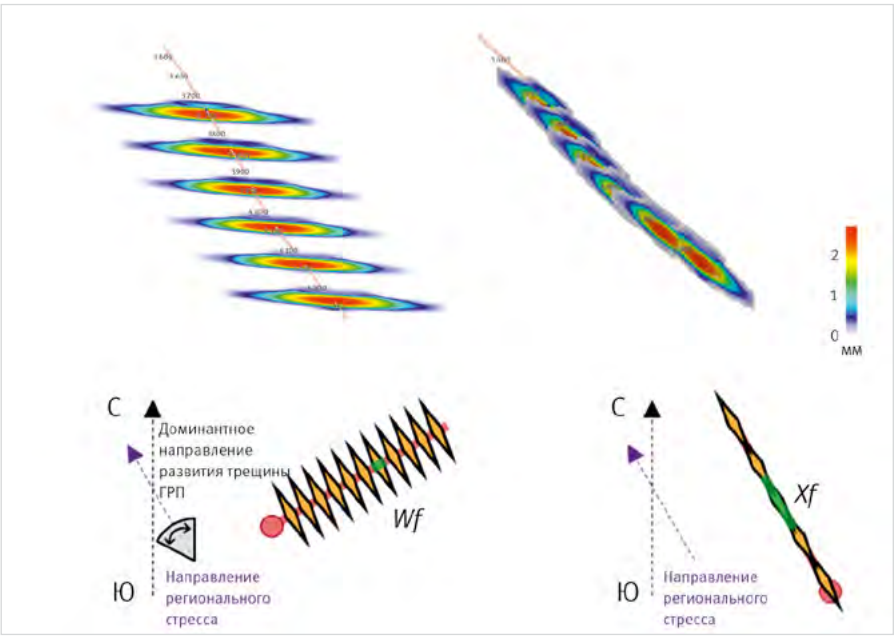


Рис. 3. Модель раскрытия трещин ГРП, расположенных поперек ствола скважины и вдоль
Fig. 3. Crack opening model of hydraulic fractures located across and along the borehole

Разрядка скважины и нормализация забоя

Стандартная практика подготовки скважины после проведения МГРП к добыче включала в себя разрядку скважины для снижения устьевого давления под облегченные растворы глушения без контроля или ограничения размеров штуцеров. Нормализация забоя и освоение скважины с ГНКТ осуществлялась до или после разрядки скважины, при этом перед постановкой ГНКТ производилось стравливание давления на устье до 0 атм в агрессивном режиме.

При щадящей подготовке скважины к запуску в режим разрядка скважины производилась с обеспечением щадящего вывода скважины на стабильный режим фонтанирования, по схеме последовательного увеличения диаметров штуцеров (табл. 1).

При щадящей нормализации забоя с ГНКТ было рекомендовано обеспечить устьевое давление не ниже 0,7* Ризбыточное, где Ризбыточное — избыточное давление при постановке бригады ГНКТ на скважину. Также не рекомендовалось исключить стандартное освоение скважины с азотом, которое приводило к значительной депрессии в призабойной зоне.

Табл. 2. Показатели эксплуатации продольных добывающих скважин по производительности глубинного насосного оборудования
Tab. 2. Performance of longitudinal production wells by the productivity of deep pumping equipment

Производительность ГНО, м³/сут	Кол-во скв.	Проницаемость пласта, мД	Эфф. толщина пласта (Нэфф), м	Кратность Qж/Нэфф, д.ед.	Кратность Qн/Нэфф, д.ед.	Рзаб на ВНР, атм	Кратность Qнак/Нэфф за год, д.ед.	Переход на АПВ, сутки
80–100	5	0,20	19,9	1,00	1	155	1,00	44
125	9	0,20	19,1	1,31	1,44	103	0,95	19
160	23	0,22	18,1	1,53	1,53	103	0,94	20
200	17	0,24	18,5	2,00	1,90	93	0,97	22
250	31	0,24	20,1	2,04	2,18	92	0,99	23
280–400	9	0,19	19,5	1,47	1,36	70	0,98	8
	94							

Подбор глубинного насосного оборудования

Запускные дебиты жидкости характеризуются высокими коэффициентами падения в первые месяцы эксплуатации скважин с глубинным насосным оборудованием (ГНО), рассчитанным на геологический потенциал, что приводит к преждевременной смене работы скважины с постоянного режима на режим АПВ. Для дальнейшей рентабельной разработки низкопроницаемых коллекторов Эргинского ЛУ подбор оптимального ГНО для новых ГС является одним из важнейших вопросов, основными целями которого являются как большая накопленная добыча нефти, так и обеспечение высоких запускных дебитов (рис. 4).

Подбор рекомендуемой производительности насосного оборудования на потенциальные параметры с учетом темпов падения дебита жидкости для поперечной скважины Эргинского ЛУ осуществляется по формуле:

$$T_{рек} = T_{пот}\,(Q_{жпот}) \times (1 + K_{ф\ пад})/2,$$

где $T_{рек}$ — рекомендуемая производительность ГНО, $T_{пот}$ – производительность ГНО на потенциальных параметрах расчета дебита жидкости $Q_{жпот}$ методом источников на новой горизонтальной скважине, $K_{ф\ пад}$ — фактический годовой коэффициент падения дебита жидкости.

При выполнении указанного условия в первые 2–3 месяца производится эксплуатация скважины на «щадящем» режиме с обеспечением более высокого забойного давления на ВНР и дальнейшим его плавным снижением. При этом, согласно расчетам, недостижение в части запускного дебита за счет запуска при более высоком Рзаб, компенсируется в будущем бóльшим дебитом на установившемся режиме.

Для обеспечения плавного снижения забойного давления в процессе освоения и эксплуатации требуется подбор электроцентробежного насоса на потенциал скважины с учетом двух месяцев работы и эксплуатации на низких частотах (35 Гц) с последующим плавным повышением частоты до 52 Гц.

С целью выявления влияния насосного оборудования на добычные характеристики скважин проведен анализ работы продольных добывающих ГС с МГРП. Длины горизонтального ствола L варьировались от 1 100 до 1 300 м, количество стадий ГРП Nст — от 8 до 10 единиц. В анализе участвовало 94 скважины с отработкой более 9 месяцев, производительность насосов рассчитана на геологический потенциал. Распределение показателей эксплуатации продольных добывающих скважин по производительности представлено в таблице 2.

Рис. 5. Сравнение средних фактических дебитов жидкости, приведенных на потенциальных параметрах для продольных и поперечных скважин
Fig. 5. Comparison of actual fluid flow rates shown on potential parameters for longitudinal and transverse wells.

Стоит отметить, что по скважинам с наименьшей производительностью ГНО (электроцентробежный насос 80–100 м³/сут) при меньших удельных запускных параметрах наблюдается превышение удельной накопленной добычи нефти за год по сравнению с остальными группами скважин до 6 % (в среднем на 3 %), а так же увеличение времени работы на стабильном режиме (до 2 раз). В результате принято решение о проведении опытно-промышленных работ по подбору эффективной производительности ГНО для поперечных скважин.

С 2022 года начато масштабное бурение поперечных скважин, по состоянию на 01.07.2023 пробурены 26 скважин, введено в эксплуатацию 12. Переход на поперечные скважины с применением большеобъемного МГРП и увеличением количества стадий с 10 до 16 позволил увеличить потенциал скважины и продолжить дальнейшую эффективную и рентабельную разработку краевых зон пласта АС10/0-1 (рис. 5.). Потенциальный дебит жидкости по факту оказался выше на запуске в 2,8 раза, через год эксплуатации — в 2,2 раза.

Привлечены данные анализа работы четырех горизонтальных скважин, поперечно ориентированных относительно направления регионального напряженного состояния, находящихся более года в эксплуатации, в том числе три в «щадящем» режиме (ЩР), одна в стандартном (СР). На секторной геолого-гидродинамической модели выполнен прогноз добычи. Модель участка выполнена с учетом среднего размера длин геологических песчаных тел по фактическим данным гамма-каротажа горизонтальных скважин [4]. Выполнена нормировка модели на данные добычи фактических скважин, расположенных вдоль границы (~2 км зона) с рассчитываемой областью.

При настройке модели на фактические данные были сделаны следующие наблюдения:

- расчетное забойное давление на скважинах, работающих на «стандартном» режиме, значительно выше фактических показателей (относительная погрешность до 80 %);
- расчетное забойное давление на скважинах, работающих на «щадящем» режиме, близко к фактическим показателям при схожих значениях проницаемости.

Таким образом, был сделано предположение о том, что поперечные скважины, работающие в «стандартном» режиме, характеризуются снижением проницаемости трещин ГРП, вследствие более интенсивного вымывания проппанта из зоны контакта трещин со скважиной.

Для моделирования данного эффекта была использована функция зависимости проницаемости трещин ГРП от времени работы (деградация трещины). Задание различных коэффициентов зависимости для скважин с разными режимами работы позволило улучшить качество адаптации модели (относительная погрешность забойного давления снизилась до 5 %) и расчета прогнозных

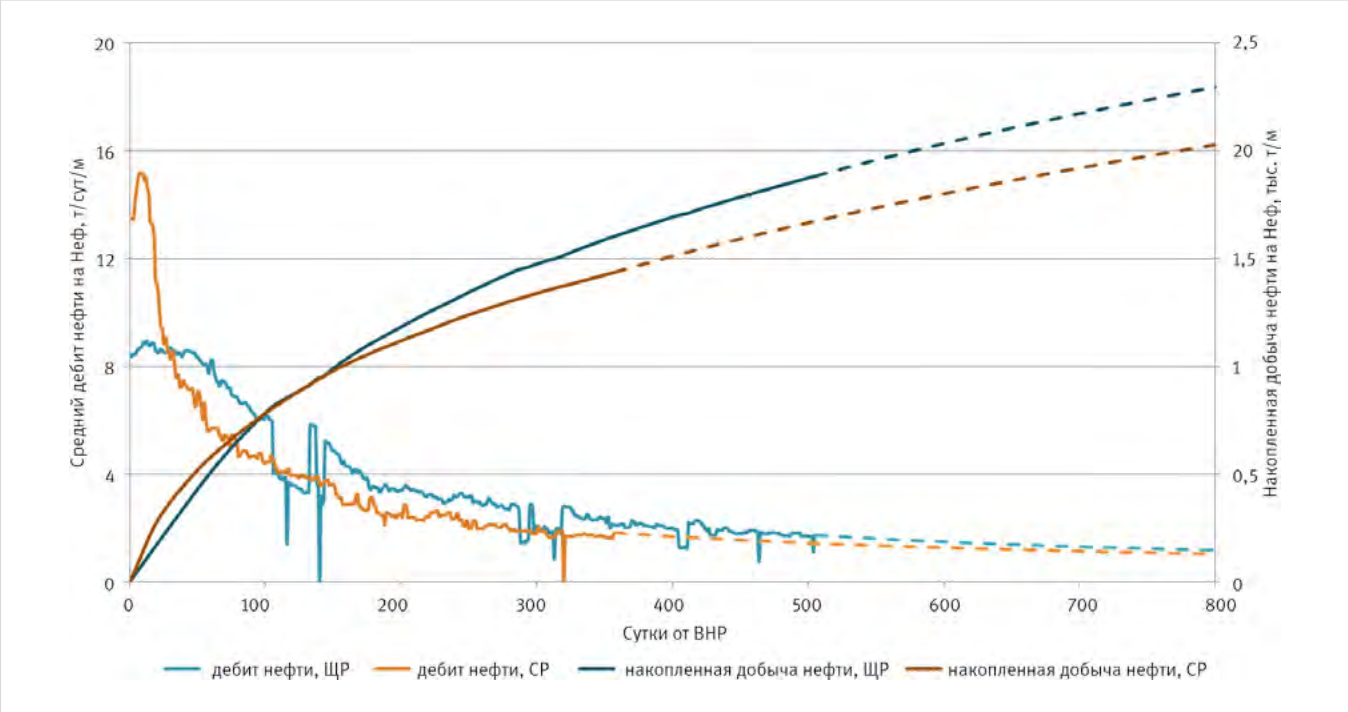


Рис. 6. Динамика работы поперечных скважин и накопленные показатели
Fig. 6. Dynamics of transverse wells and accumulated indicators

показателей. Таким образом эффект снижения проводимости трещины при более быстром выводе скважины на режим косвенно подтверждается при адаптации гидродинамической модели для скважин находящихся в сопоставимых геологических условиях.

На рисунке 6 приведены прогнозные и фактические показатели добычи скважин в зависимости от режима.

Итоги

При сравнении скважин на различных режимах эксплуатации кратность запускного дебита жидкости стандартного режима относительно «щадящего» составила 1,6 раза, но через год — 0,7 раза; таким образом, годовая накопленная добыча в среднем ниже на 11 %. Согласно прогнозным расчетам дебит нефти сравняется через три года работы, при этом разница в накопленной добыче нефти сохраняется в 11–13 %. Продолжаются опытно-промышленные работы по эксплуатации скважин на «щадящем» режиме, окончательные результаты будут получены в конце 2024 года.

Выводы

Выполнен анализ влияния насосного оборудования на добычные характеристики продольных добывающих ГС с МГРП. Отмечено, что группа скважин с меньшей производительностью ГНО (80–100 м^3/сут) характеризуется большей накопленной добычей нефти за первый год работы (в среднем на 3 %), а так же большим временем работы на стабильном режиме (до 2 раз).

Получены первые результаты работы поперечных скважин, выявлено положительное влияние освоения и эксплуатации скважин в «щадящем» режиме на их добычные характеристики. Выводы носят оценочных характер, продолжаются опытно-промышленные работы по эксплуатации скважин на «щадящем» режиме, окончательные результаты будут получены в конце 2024 года. Предлагаемый подход позволяет минимизировать вынос пропанта и зафиксировать раскрытие трещины в прискважинной зоне, что особенно важно в случае расположения горизонтальных стволов скважин поперек регионального стресса и инициировании ГРП поперек ствола.

Предложены мероприятия по плавному снижению давления при разрядке скважины и нормализации забоя с ГНКТ.

Во время проведения опытно-промышленных работ рекомендуется осуществлять комплекс мероприятий по оценке добычной способности скважины, производить подбор рекомендуемой производительности насосного оборудования, осуществляя плавную динамику снижения забойного давления. Несмотря на меньшую добычу в первые месяцы, это приводит к увеличению накопленной добычи нефти в течение года ориентировочно на 10 %.

На сегодняшний день Эргинский ЛУ является уникальным полигоном по масштабной разработке трудноизвлекаемых запасов с коэффициентом проницаемости менее 0,3 мД, накопленный опыт которого уже транслируется на аналогичные объекты Компании. Данный проект наглядно демонстрирует, что разработка даже таких низкопроницаемых коллекторов, за которыми будущее нефтяной промышленности, может быть технологически и экономически эффективной.

Литература

1. Капишев Д.Ю., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Родионова И.И., Федоров А.Э., Гареев Р.Р., Мирошниченко В.П., Паровинчак К.М. Выбор оптимальной системы разработки сверхнизкопроницаемых коллекторов на примере Эргинского лицензионного участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 62–65.
2. Садыков А.М., Капишев Д.Ю., Ерастов С.А., Федоров А.Э., Рахимов М.Р., Мироненко А.А., Валеев С.В., Мирошниченко В.П., Пономарев Е.В., Скляр К.С., Мумбер П.С., Еникеев А.Р., Сафин И.Р., Паровинчак К.М., Сергейчев А.В. 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. 60–85.
3. Родионова И.И., Шабалин М.А., Капишев Д.Ю., Бакиров Р.И., Хабибуллин А.Ф., Насыров Р.Р., Сергейчев А.В. Выбор стратегии разработки месторождения с трудноизвлекаемыми запасами на стадии освоения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 12. С. 132–135.
4. Родионова И.И., Петрук А.С., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
5. Осипцов А., Вайнштейн А., Боронин С. и др. К полевому тестированию технологии вывода на режим горизонтальной скважины после МГРП: дизайн на основе моделирования и практические вопросы // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 22–24 октября 2019. SPE-196979-RU.
6. Вайнштейн А., Фишер Г., Боронин С., Осипцов А. и др. Полевое тестирование технологии вывода на режим горизонтальной скважины после МГРП: реализация и первичная интерпретация результатов промыслового эксперимента // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 26–29 октября 2020. SPE-202056-RU

Results

When comparing wells in different operating modes, the multiplicity of the starting fluid flow rate of the standard mode relative to the “gentle” was 1,6 times, but after a year — 0,7 times; thus, the annual accumulated production is on average 11 % lower. According to the forecast calculations, the oil flow rate will be equal in three years of operation, while the difference in accumulated oil production remains at 11–13 %. Pilot-industrial work on the operation of wells in a “gentle” mode is continuing, the final results will be received at the end of 2024.

Conclusions

The analysis of the influence of pumping equipment on the production characteristics of longitudinal producing horizontal wells with multistage hydraulic fracturing is carried out. It is noted that the group of wells with lower pump capacity (80–100 m^3/day) is characterized by a greater accumulated oil production for the first year of operation (on average by 3 %), as well as a longer operating time in a stable mode (up to 2 times). The first results of the transverse wells were obtained, the positive impact of the development and operation of wells in a “gentle” mode on their production characteristics was revealed. The conclusions are of an evaluative nature, experimental and industrial work on the operation of wells in a "gentle" mode is continuing, the final results will be received at the end of 2024. The proposed approach makes it possible to minimize the removal of proppant and fix the crack opening in the near-well zone, which is especially important in the case of horizontal boreholes located across regional stress and the initiation of hydraulic fracturing across the trunk.

Measures are proposed for a smooth pressure reduction during well discharge and normalization of the bottom.

During the pilot works, it is recommended to carry out a set of measures to assess the production capacity of the well, to select the recommended performance of pumping equipment, carrying out a smooth dynamics of downhole pressure reduction. Despite the lower production in the first months, this leads to an increase in accumulated oil production during the year by approximately 10 %.

To date, the Erginsky LA is a unique testing ground for large-scale development of hard-to-recover reserves with a permeability coefficient of less than 0,3 mD, the accumulated experience of which is already being transferred to similar facilities of the Company. This project clearly demonstrates that the development of even such low-permeability reservoirs, which are the future of the oil industry, can be technologically and economically efficient.

References

1. Kapishev D.Yu., Rakhimov M.R., Mironenko A.A., Rodionova I.I., Fedorov A.E., Gareev R.R., Miroshnichenko V.P., Parovinchak K.M. 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).
2. Sadykov A.M., Kapishev D.Yu., Erastov S.A., Fedorov A.E., Rakhimov M.R., Mironenko A.A., Valeev S.V., Miroshnichenko V.P., Ponomarev E.V., Sklyar K.S., Mumber P.S., Enikeev A.R., Safin I.R., Parovinchak K.M., Sergeichev A.V. 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. 60–85. (In Russ).
3. Rodionova I.I., Shabalin M.A., Kapishev D.Yu., Bakirov R.I., Khabibullin A.F., Nasyrov R.R., Sergeichev A.V. Choosing strategy of development of hard-to-recovery oil reserves at early stage of exploration. Oil industry, 2019, issue 12, P. 132–135. (In Russ).
4. Rodionova I.I., Petruk A.S., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mumber P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
5. Osiptsov A., Vainshtein A., Boronin S., Faizullin I., Paderin G et. al. Towards field testing ofthe flowback technology for multistage-fractured horizontal wells: modeling-based design and practical implications. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2019, 22–24 October, Moscow, SPE-196979-RU. (In Russ).
6. Weinstein A., Fischer G., Boronin S., Osiptsov A. et. al. Field testing of the technology for switching to the horizontal well mode after hydraulic fracturing: implementation and primary interpretation of the results of the field experiment. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 2020, 26-29 October, Moscow, SPE-202056-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Капишев Денис Юрьевич, главный инженер проекта,
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела,
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Садыков Алмаз Махмутович, главный менеджер,
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Рахимов Марат Рашитович, главный инженер проекта,
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Вахитов Ильнур Ирекович, специалист,
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Кайбуллин Николай Игоревич, специалист,
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

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

Паровинчак Константин Михайлович, руководитель проекта,
ПАО НК «Роснефть», Москва, Россия

Kapishev Denis Yurievich, chief project engineer,
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: kapishevdy@bnipi.rosneft.ru

Rodionova Inessa Igorevna, head of department,
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Sadykov Almaz Makhmutovich, chief manager,
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Rakhimov Marat Rashitovich, chief project engineer,
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Vakhitov Ilnur Irekovich, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC
(“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Kaibullin Nikolay Igorevich, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC
(“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

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

Parovinchak Konstantin Mikhailovich, project manager,
“NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-90-95 УДК 622.276.1/4 I Научная статья

Перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на зрелом месторождении в условиях высокой выработки запасов

Бондаренко О.А.[1], Грандов Д.В.[1], Ручкин А.А.[1], Смирнов Д.С.[1], Уфимцева М.Н.[1], Неустроев К.А.[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В настоящее время все более актуальным становится вопрос довыработки запасов нефти месторождений на поздней стадии разработки. В таких условиях эксплуатация скважин сопровождается большими объемами попутно добываемой воды и экономически становится все менее эффективной. При этом остаточные запасы рассредоточены по площади, а причины обводнения зачастую носят комплексный характер и зависят как от геологических особенностей (неравномерность распределения коллекторских свойств), так и от эффективности реализованной системы разработки, технического состояния фонда скважин.
Учитывая неравномерность распределения текущих запасов и дифференциацию причин и характера обводнения, приобретает актуальность комплексирование технологий, в частности различных адресных методов увеличения нефтеотдачи (МУН) при сочетании работ с призабойной зоной и межскважинным пространством, полимерного заводнения (ПЗ) и водогазового воздействия (ВГВ).
В статье приводится опыт применения МУН на месторождении, оценены перспективы применения путем ранжирования технологий, выбора участков опытно-промышленных работ (ОПР). При этом комплексирование рассматривается на основе масштабных работ по ВГВ с углекислым газом с предварительным охватом участков полимерным заводнением.

Материалы и методы
Анализ эффективности фактически реализованных мероприятий, исследований и расчеты на гидродинамических моделях.

Ключевые слова
гидродинамические, газовые, физико-химические методы увеличения нефтеотдачи, МУН, увеличение КИН, поздняя стадия разработки

Для цитирования
Бондаренко О.А., Грандов Д.В., Ручкин А.А., Смирнов Д.С., Уфимцева М.Н., Неустроев К.А. Перспективы применения методов увеличения нефтеотдачи на зрелом месторождении в условиях высокой выработки запасов // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 90–95. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-90-95

Поступила в редакцию: 05.09.2023

UDC 622.276.1/4 I Original Paper

Prospects for the application of enhance oil recovery at an ultra-mature field

Bondarenko O.A.[1], Grandov D.V.[1], Ruchkin A.A.[1], Smirnov D.S.[1], Ufimtseva M.N.[1], Neustroev K.A.[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Abstract
At present, the issue of additional development of oil reserves of fields at the mature stage of development is becoming more and more urgent. Under such conditions, well production is accompanied by large volumes of water and becomes less and less efficient economically. Residual reserves are dispersed over the area, and the causes of watering are often complex and depend on geological features (uneven distribution of reservoir properties), as well as on the efficiency of the implemented development system and the technical status of the well.
Taking into unevenness, distribution of reserve recovery and differentiation of causes and nature of water-cut increase, it becomes relevant to combine technologies, such as various enhance oil recovery (EOR) (combination of work with bottom-hole zone and interwell space), polymer flooding and waterflooding.
The article presents the experience of EOR application at the field assesses the prospects of application by ranking the technologies and selecting pilot. At the same time, complexing is considered on the basis of large-scale works on WAG with carbon dioxide with preliminary polymer flooding.

Materials and methods
Analysis of the effectiveness of actually implemented activities, studies, and calculations on hydrodynamic models.

Keywords
EOR, IOR, WAG, CO_2, polymer flooding, modify injectivity profile

For citation
Bondarenko O.A., Grandov D.V., Ruchkin A.A., Smirnov D.S., Ufimtseva M.N., Neustroev K.A. Prospects for the application of enhance oil recovery at an ultra-mature field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 90–95. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-90-95

Received: 05.09.2023

Цель исследования

В рамках представленной работы выполнена оценка перспективности применения методов увеличения нефтеотдачи на месторождении на поздней стадии разработки, в условиях значительных объемов добываемой жидкости и ограниченных приростов от проводимых мероприятий.

Объектом исследования является крупное месторождение Западной Сибири, находящееся на четвертой стадии разработки при значительном отборе от извлекаемых запасов и обводненностью продукции более 95 %.

Ретроспективный анализ применения МУН

За историю разработки месторождения применялись различные методы и технологии увеличения нефтеотдачи (гидродинамические, газовые, физико-химические). По результатам анализа исторических показателей можно выделить несколько этапов реализации различных технологий МУН (рис. 1):

- первый этап (совпадает с второй стадией разработки) — закачка поверхностно-активных веществ (ПАВ) и растворителей. Всего за этот период закачка проводилась в 225 скважин двумя этапами с различной концентрацией реагентов. Отмечалось, что при увеличении концентрации ПАВ произошло снижение технологической эффективности более чем в два раза относительно более низкой концентрации. Для рассматриваемых условий технология закачки ПАВ была признана неэффективной из-за высокой адсорбции. К тому же в период воздействия отмечались прорывы растворов ПАВ по высокопроницаемым пропласткам к забоям добывающих скважин, коэффициент охвата при этом не увеличивался;
- второй этап (переход месторождения в третью стадию разработки) характеризуется в основном применением газовых методов (газовое и водогазовое воздействие). Всего закачка газа проводилась в 14 нагнетательных скважин. Закачивался сухой углеводородный газ, что в условиях данного месторождения оказалось низкоэффективным — при реализации несмешивающегося вытеснения технологический эффект был несущественным (прирост КИН +3 %), происходили прорывы газа к забоям добывающих скважин. При этом прирост Квыт от применения технологии не отмечался, прирост Кохв составил 3 %;
- третий этап (начало четвертой стадии разработки) — малообъемные оторочки по выравниванию профиля приемистости (ВПП) и потокоотклоняющих технологий (ПОТ), нестационарное заводнение, комплексирование ВПП с полимерным заводнением и циклической. На данном этапе было апробировано около 90 различных химических составов дисперсных, геле- и осадкообразующих растворов. Всего за 7 лет закачка составов проводилась в более чем 5 500 скважин. Именно за счет практически полного охвата нагнетательного фонда воздействием, а также за счет комплексирования различных методов на разных участках в отдельные годы прирост дополнительной добычи достигал 16 % от годовых отборов. В среднем применение данных технологий обеспечило прирост Кохв на 1,4 %. Положительное влияние выражалось в снижении обводненности за счет подключения в работу слабовыработанных прослоев;
- четвертый этап — возобновление закачки малообъемных оторочек после пятилетнего перерыва. За восемь лет воздействием охвачены более 2 200 нагнетательных скважин. На текущий момент дополнительная добыча составляет 6 % интегральной годовой добычи месторождения. При этом продолжается апробация новых технологий. Прирост Кохв составил 1,2 %.

Анализ фактических результатов применения различных технологий МУН свидетельствует о том, что получение максимального технологического эффекта достигается при комплексировании методов, когда одна технология дополняет другую.

Рассмотрим несколько примеров.

Месторождение характеризуется крайне неравномерным геологическим строением — имеются как участки с монолитными выдержанными фациальными объектами, так и прерывистые неоднородные коллекторы.

При этом установлено [5], что наибольший эффект в коллекторах однородного строения достигается при применении потокоотклоняющих технологий (ПОТ) путем образования в межскважинном пространстве гелевого или иного барьера и перенаправления потоков из промытых прослоев в менее выработанные по латерали пласта. Принципиальная схема в зависимости от типа коллектора проиллюстрирована на рисунке 2. Меньший эффект только от кольматации призабойной зоны (ВПП) в монолитных коллекторах объясняется тем, что по мере удаления от скважины вода обходит такие барьеры за счет вертикальной связанности пласта и поступает вновь в ранее промытые каналы, в то время как отклонение потоков в удаленной зоне, где и сконцентрирован основной объем остаточных запасов, позволяет дополнительно охватить локализованную нефть.

В условиях прерывистого коллектора, напротив, более эффективно выравнивание профиля приемистости в призабойной зоне пласта (ПЗП) и закачка воды в не работавшие ранее прослои, поскольку вертикальная связанность пласта затруднена и перенаправленные в ПЗП в другие пропластки потоки способствуют их вовлечению в более активную выработку без риска внутрипластовых вертикальных перетоков.

Сочетание же технологий ВПП и ПОТ, особенно в гидродинамически связанных коллекторах, позволяет задействовать сразу два эффекта: с одной стороны, блокировать более проницаемые прослои в призабойной зоне, с другой — перенаправлять фильтрационные потоки в менее промытые зоны в межскважинном пространстве, как это и проиллюстрировано на рисунке 2.

Контроль физических изменений в пласте, кроме прямых замеров изменений приемистостей и давлений и построения графиков Холла, проводится при помощи исследования профилей приемистости до и после ВПП. Количественными показатели эффективности в этом случае служит величина изменения доли работающих пропластков и их удельной приемистости, как, например, на рисунке 3а, когда коэффициент охвата изменился с 0,2 (до ВПП) до 0,3 (после ВПП).

Контроль образования барьера и ориентировочное его удаление от ПЗП, в случае с ПОТ, определяются по ГДИС по графикам производных КПД при выходе на радиальный режим путем оценки уменьшения проницаемости до и после мероприятия (рис. 3б). Соответственно, такой контроль может быть и динамическим для определения устойчивости составов в условиях пласта.

Полученные осредненные результаты применения технологий ПОТ и ВПП как по отдельности, так и в комплексе приведены в таблице 1.

Еще один пример комплексирования методов — применение интегрированной технологии воздействия (ВПП + циклика).

Установлено, что увеличение эффекта от ВПП достигается при закачке агентов,

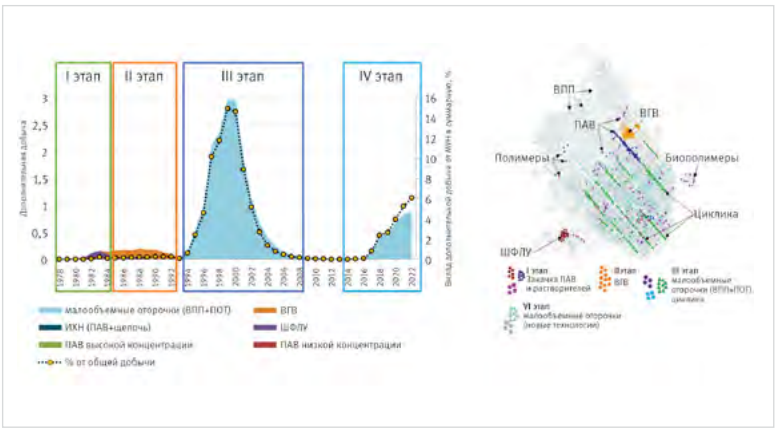


Рис. 1. История применения МУН на месторождении S
Fig. 1. The history of the use of EOR at the S field

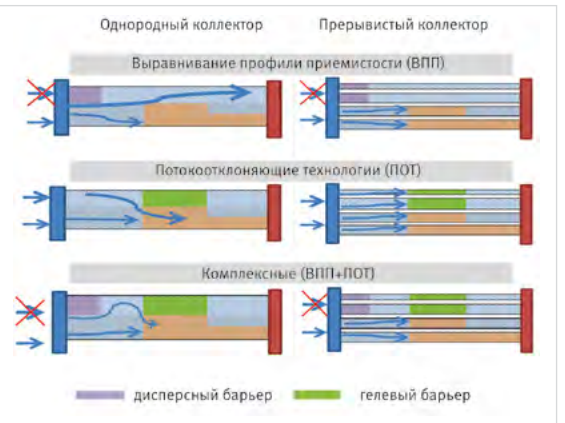


Рис. 2. Механизм воздействия малообъемными оторочками реагентов
Fig. 2. The mechanism of combined action of small-volume composition injection

увеличивающих сопротивление, в фазу снижения пластового давления [6].

В данном случае синергетический эффект достигается путем сочетания циклического заводнения, направленного на повышение эффективности горизонтального вытеснения нефти вдоль напластования, с вертикальным вытеснением поперек напластования.

Подводя итог анализа эффективности применения технологий на рассматриваемом месторождении, можно отметить следующее:

- технологии закачки ПАВ и водогазового воздействия углеводородным газом на рассматриваемом месторождении неэффективны и не рекомендуются к тиражированию;
- перспективы применения водогазового воздействия связаны с реализацией смешивающегося режима вытеснения (что может быть достигнуто путем закачки CO_2);
- на эффективность применения технологий на начальной стадии разработки в большей степени оказывают влияние геологические факторы (расчлененность, проницаемость, состав и свойства пластовых флюидов); в условиях поздней стадии превалирующее влияние начинают оказывать технологические факторы (реализованная система разработки, энергетическое состояние залежи, техническое состояние фонда, характер обводнения), в меньшей степени — геологические (неоднородность строения пласта, текущая нефтенасыщенность);
- лучше всего в условиях высокой обводненности продукции себя зарекомендовали технологии, направленные на увеличение охвата — блокировку промытых зон и вовлечение слабодренируемых;
- наибольший эффект достигается при комплексировании технологий.

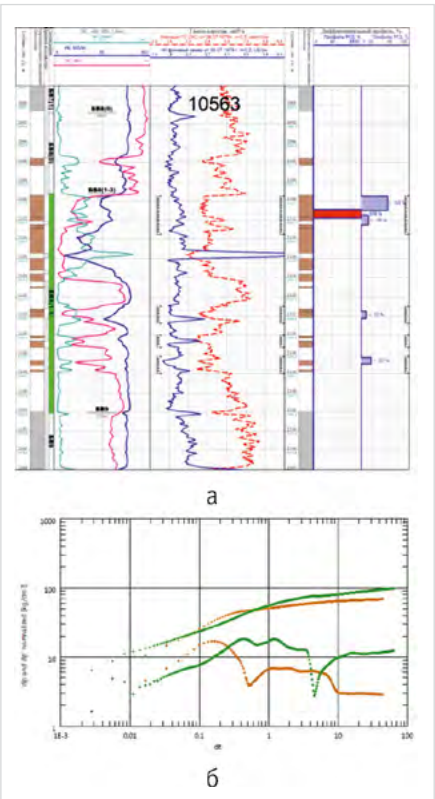


Рис. 3. Исследования до и после ГТМ: а — контроль изменения профиля приемистости методами ПГИ, б — контроль продвижения оторочки ПОТ в межскважинном пространстве по ГДИС
Fig. 3. Pre- and post-HTM studies: a – control of injectivity profile by PLT, б – control of rim advancement in the interwell space by well test

Табл. 1. Сравнение результатов применения ПОТ и ВПП в комплексе и по отдельности
Tab. 1. Comparison of the results of the use of deep diverted gel and methods of conformance control of injection profile in a complex and separately

Тип реагента	Цель воздействия	Преобладающий тип строения пласта	Доп. добыча нефти на одну нагн. скв., тыс. т
Дисперсные составы (кольматирующие)	ВПП (воздействие на ближнюю зону)	однородный	1,3
		расчлененный	3,0
		в целом	2,6
Гели	ПОТ (воздействие на межскважинное пространство)	однородный	2,4
		расчлененный	1,9
		в целом	2,2
Дисперсные + Гели	Комбинированное воздействие на ПЗП и удаленную зону (ПОТ + ВПП)	однородный	2,9
		расчлененный	2,1
		в целом	2,7

Перспективы развития

Учитывая значительную степень выработанности рассматриваемого месторождения, необходимо признать, что с учетом механизма обводнения применяемые в настоящее время технологии направлены на повышение коэффициента охвата в неравномерно вырабатываемых зонах путем вовлечения неработающих прослоев и отключения обводнившихся, перераспределения фильтрационных потоков.

При этом не применяются методы, направленные на увеличение коэффициента вытеснения, борьбы с конусообразованием и обводнением по трещинам, что в анализируемых условиях также является очень актуальным. Поскольку объемы остаточной нефти составляют до половины начальных геологических запасов, извлечение хотя бы их части позволит существенно нарастить КИН.

Также очевидно, что на поздних стадиях разработки целесообразно массированно воздействовать на рассредоточенные запасы межскважинных зон, что достигается применением большеобъемных МУН.

Для оценки перспектив расширения применяемой программы МУН предложен следующий план работ:

1. Скрининг возможных технологий с учетом геолого-физических характеристик пластов и технологических особенностей разработки;
2. Оценка перспектив применения отдельных технологий на секторных гидродинамических моделях;
3. Проведение лабораторных исследований по подбору оптимального состава;
4. Комплексирование технологий МУН;
5. Выделение участков опытно-промышленных работ и проведение пилотных работ;
6. Тиражирование технологий по результатам ОПР.

Критерии подбора технологий

Первичный подбор предполагает оценку возможности применения той или иной технологии и включает геологические критерии (фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), свойства и состав нефти, воды, породы и др.) и технологические (обводненность, взаимовлияние, давление смесимости).

На данном этапе сформирована матрица применимости технологий большеобъемных МУН, в которой определены ключевые факторы, влияющие на возможность использования газовых и физико-химических технологий.

Согласно матрице применимости, большинство технологий для условий рассматриваемого месторождения не могут быть эффективно реализованы на текущем этапе из-за высокой обводненности продукции (табл. 2), хотя ранее они уже испытывались. В числе наиболее подходящих технологий — водогазовое воздействие (углекислым газом) и закачка полимеров.

Исходя из фактического опыта применения, полимерное заводнение как самостоятельная технология применялось лишь в единичных скважинах. В основном закачка полимеров осуществлялась в комбинации с ПАВ либо с ВПП, но, учитывая небольшое количество обработанных скважин (порядка 70 единиц), а также ограниченный период применения (1999–2001 гг.), эффект от применения технологий был небольшим (0,5–3,1 тыс. т/скв.). Прирост Кохв при этом составил 0,5 %.

ВГВ углеводородным газом в условиях рассматриваемого месторождения малоэффективно из-за слабосмешивающегося с нефтью режима растворения попутного газа и, соответственно, минимального прироста дополнительной добычи [1, 2, 7, 8].

ВГВ углекислым газом ранее не применялось, но возможна реализация смешивающегося режима, в связи с чем данная технология является перспективной.

Далее выбранные на первом этапе технологии проходят второй этап анализа, на котором непосредственно выполняется подбор участков воздействия с учетом сложившихся условий. Рассматриваемые критерии в основном являются технологическими или техническими:

- реализованная система разработки, расстояния между скважинами, механизм обводнения, плотность остаточных запасов на текущую дату;
- энергетическое состояние участка (анализ гидродинамических исследований);
- состояние фонда (анализ промыслово-геофизических исследований);
- прочие технологические факторы (сформированность элементов системы разработки, конструкции скважин, инфраструктура).

С учетом обозначенных выше критериев и фактического опыта на месторождении

Табл. 2. Матрица применимости большеобъемных МУН
Tab. 2. Matrix of applicability of large-volume EOR

Критерии применимости МУН	Значение по месторождению	Газовые МУН			Физико-химические МУН						
		ВГВ (азот, дымовые газы)	ВГВ с CO^2	ВГВ с УВ	Полимеры	Коллоидно-дисперсные гели	Щелочное заводнение	Кислотное заводнение	Вытеснение нефти растворами ПАВ	Щелочь/ПАВ/ Полимерное заводнение	Мицеллярное заводнение
Применимость МУН		×	✓	×	✓	×	×	×	×	×	×
Состав нефти	Сод. фракций С1–С7 — 57 % Сод. фракций С8+ — 42 % малосмолистные	✓	✓	✓	✓	✓	×	✓	×	✓	✓
Вязкость нефти, сПз	1,04–1,21	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Глубина, м	1 602–2 396	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Эффективность н/н толщина, м	3,6–19,1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Проницаемость, мД	5–1 365	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Температура, °С	60–79	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Тип коллектора	терриненный	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Расчлененность	3÷11	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Режим смесимости	–	×	✓	×	критерий неприменим						
Минерализация пластовой, воды, г/л	18–25	критерий неприменим			✓	×	✓	✓	✓	✓	✓
Глинистость (нежелательно наличие алевролитов, полимиктов)	14	критерий неприменим			✓	✓	×	✓	×	×	✓
Источник обводнения	нагнетаемая вода	критерий неприменим			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Обводненность, %	83–99	✓	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×	×

определены основные технологии, выполнен подбор перспективных участков, в т.ч. с учетом механизма обводнения конкретных участков. Для каждого выделенного участка определена потенциальная доля текущих запасов пласта, результаты представлены в таблице 3.

После выбора подходящих технологий также рассматривается возможность их комплексирования.

Моделирование эффектов МУН

Оценка эффектов от МУН проводилась на секторных гидродинамических моделях (ГДМ), построенных и адаптированных на исторические показатели разработки, результатов лабораторных исследований собственного керна и керна аналогов.

Для моделирования МУН было построено 12 локальных ГДМ, характеризующих перспективные участки пяти продуктивных пластов. Эффект ВГВ моделировался с использованием композиционного трехмерного моделирования.

Все гидродинамические модели были представлены секторами из актуальных полномасштабных ГДМ.

Расчеты проводились при текущем распределении параметров. В рамках многовариантных расчетов выполнялось обоснование оптимального объема прокачки, соотношения длительности циклов воздействия, концентрации полимера. Следующим шагом выполнялось определение эффектов от самостоятельного применения МУН, изучение совместного и последовательного применения технологий. Также выполнена оценка влияния конструкции скважин,

Табл. 3. Результаты подбора технологий воздействия на месторождении S
Tab. 3. Results of the selection of impact technologies at the field S

Пласт	Механизм обводнения	Потенциальная доля запасов вовлекаемых за счет МУН, % от ТИЗ пласта	Технология доизвлечения
1	Выработка запасов (расчлененный коллектор) Обводнение от ППД Обводнение по трещинам ГРП	8 17 36	ВПП, ВГВ ВПП + ПОТ Полимерное заводнение + ВПП
2	Выработка запасов (расчлененный коллектор) Обводнение от ППД Конусообразование Обводнение по трещинам ГРП	11 7 21 12	ВПП ВПП + ПОТ Полимерное заводнение + ВПП, ВГВ Восстановление элементов системы + оптимизация приемистости
3	Выработка запасов (однородный коллектор) Конусообразование	24 29	Полимерное заводнение + ВГВ Восстановление элементов, нестационарное заводнение + ВПП
4	Выработка запасов (однородный + расчлененный коллектор)	39	Восстановление элементов системы, полимерное заводнение, ВГВ, ВПП + нестационарное заводнение
5	Обводнение от ППД Обводнение по трещинам ГРП	25 32	ВПП + ПОТ Восстановление элементов + полимерное заводнение

межскважинных расстояний и соотношения реагирующих и влияющих скважин на эффективность воздействия. Всего рассмотрено 169 вариантов сочетаний технологий.

Целью расчетов является оценка перспектив применения и возможных приростов КИН от применения МУН и анализ чувствительности параметров технологий.

На первом этапе выполнялся расчет базового варианта (ППД водой) для дальнейшего сравнения эффектов.

Затем выполнена серия расчетов с различным объемом прокачки наиболее перспективных в пределах выбранных участков технологий — ВГВ углекислым газом и полимерное заводнение. Для сравнения эффекта от ВГВ CO_2 проводились также экспериментальные расчеты ВГВ углеводородным газом.

Далее на основе варианта с оптимальным объемом прокачки выполнялись расчеты с различным соотношением длительности циклов ВГВ и концентрацией полимера.

После выбора вариантов с оптимальными параметрами выполнялись расчеты с вариативностью межскважинных расстояний, конструкций и соотношения скважин. С учетом разбуренности площади данные мероприятия предполагают проведение уплотняющего бурения и зарезки боковых горизонтальных стволов.

Сравнение полученных результатов моделирования эффектов МУН на секторных ГДМ (СГДМ) с результатами лабораторных исследований и полученных ранее эффектов (либо полученных на аналогах) приведено в таблице 4.

Более высокая эффективность полимерного заводнения по сравнению с фактом, полученная в результате прогнозных расчетов на ГДМ, обусловлена масштабностью применения (по факту проводились единичные обработки, на прогноз предполагается закачка большеобъемных оторочек и длительное применение технологии). При этом полученная расчетная прогнозная эффективность применения технологии полимерного заводнения сопоставима с аналогами (с учетом выработки запасов).

Результаты расчетов. Дальнейшие перспективы

По результатам выполненных расчетов установлено, что наибольшей технологической эффективностью характеризуется последовательное применение полимерного заводнения и ВГВ CO_2.

Полимерное заводнение как самостоятельный метод увеличения нефтеотдачи в условиях значительной выработки запасов обеспечивает невысокий прирост КИН относительно заводнения.

Водогазовое воздействие углекислым газом за счет смешивающегося режима обеспечивает в целом положительную динамику прироста КИН, но для максимального эффекта необходимо обеспечить прокачку не менее 50% порового объема. В условиях высокой обводненности данное требование довольно сложно осуществить, поскольку реагирующие скважины выбывают по экономическим ограничениям раньше, чем наступает эффект от ВГВ.

В этом случае синергетический эффект достигается за счет того, что при реализации полимерного заводнения снижается обводненность (в результате подключения в работу слабодренируемых прослоев), то есть полимер в данном случае увеличивает коэффициент охвата и позволяет перераспределить фильтрационные потоки [3]. После чего при реализации ВГВ CO_2 воздействие осуществляется на низкопроницаемые прослои, и увеличение коэффициента вытеснения за счет закачки газа происходит именно в пропластках с малой степенью выработанности.

На участках с невысокими ФЕС, где проводится ГРП, водогазовое воздействие не рассматривалось, поскольку его применение связано с риском ухода газа по техногенным трещинам. Полимерное заводнение может применяться как самостоятельный метод, позволяющий увеличивать вязкость воды в трещинах ГРП и подключать в работу застойные зоны в межскважинном пространстве [4].

Полученные результаты моделирования (табл. 5) позволяют выделить наиболее перспективные технологии для дальнейшего доизучения эффектов. В частности, необходимо проведение лабораторных исследований на собственном керне по изучению вытеснения нефти с высоким содержанием воды различными агентами и их комбинацией. Выполнить исследования нужно и для обоснования концентрации и марки полимера.

На основании проведенного комплекса лабораторных исследований предполагается выделение участков опытно-промышленных работ и апробации рекомендуемых технологий. На основании данных работ будет приниматься решение о дальнейшем тиражировании технологий МУН на рассматриваемом месторождении.

Итоги

В рамках представленной работы на основе анализа фактически проводимых ранее мероприятий на рассматриваемом месторождении и аналогах и по результатам гидродинамического моделирования выполнена оценка ранжирования, перспектив комплексного применения методов увеличения нефтеотдачи, разработана программа ОПР.

Выводы

В условиях неравномерности распределения текущих запасов и дифференциации причин и характера обводнения приобретает актуальность комплексирование технологий:

- ГТМ-МУН (уплотняющее бурение, адресные зарезки боковых горизонтальных стволов в комбинации с МУН);

Табл. 4. Сравнение эффективности применения МУН, прирост КИН по сравнению с заводнением, %
Tab. 4. Comparison of the effectiveness of the use of EOR, increase in ORF compared to flooding, %

Технология	Прирост КИН, % пункта				
	Факт	СГДМ		Исследования	Аналоги
		факт	прогноз		
Полимерное заводнение	0,5	0,5	2	–	до 7
ВГВ CO_2 (смешив. вытеснение)	–	–	9–17	7-20	7–12
ВПП, ПОТ	1,2	1,2	1,1	–	1,5

Табл. 5. Результаты расчетов и рекомендации к тиражированию
Tab. 5. Calculation results and recommendations for replication

Объект	Рассмотренные варианты применения технологий						Рекомендуемый вариант
	ВПП, ПОТ, ВПП+ПОТ на текущей системе	Восстановление элементов системы (адаптировано к ТИЗ)					В дополнение к уплотняющему бурению, восстановлению элементов системы разработки, программе ГТМ
		ВПП, ПОТ, ВПП+ПОТ	ВПП + циклика	ПЗ	ВГВ CO_2	ПЗ + ВГВ CO_2	
1	+	+		+	+	+	ВПП, ПОТ, ВПП+ПОТ, ПЗ+ВГВ CO_2
2	+	+	+	+	+	+	ВПП, ВПП+ПОТ, ВПП+ПЗ, ПЗ+ВГВ CO_2
3	+	+	+	+	+	+	ПОТ, ВПП+циклика, ПЗ, ПЗ+ВГВ CO_2
4	+	+	+	+	+	+	ВПП+ПОТ, ВПП+циклика, ВПП+ПЗ, ПЗ+ВГВ CO_2
5	+	+		+	+	+	ВПП+ПОТ, ВПП+ПЗ, ПЗ+ВГВ CO_2

Обозначения:

+	Выполнены расчеты, получен результат
+	Получена наибольшая эффективность по результатам расчетов

- малообъемные МУН-МУН (сочетание работы с призабойной зоной — технологии ВПП) и межскважинным пространством (технологии ПОТ);
- большеобъемные МУН-МУН (сочетание полимерного заводнения и ВГВ).

Для реализации МУН на поздних стадиях разработки необходимо восстановление расформированной системы либо формирование новых элементов, адаптированных под текущую структуру запасов.

Литература

1. Степанова Г.С. Газовые и водогазовые методы воздействия на нефтяные пласты. М.: Газоил пресс, 2006. 200 с.
2. Аржиловский А.В., Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопков К.В. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 63–67.
3. Сургучев М.Л. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 346 с.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 308 с.
5. Ручкин А.А., Ягафаров А.К. Оптимизация применения потокоотклоняющих технологий на Самотлорском месторождении. Тюмень: Вектор Бук, 2005. 166 с.
6. Боксерман А.А., Лейбин Э.Л., Бодрягин А.В., Никитин А.Ю., Куприянов Ю.Ю. Результаты внедрения интегрированной технологии нестационарного адресного воздействия на Ермаковском месторождении // Труды VIII научно-практической конференции «Новейшие методы увеличения нефтеотдачи пластов — теория и практика их применения». Казань: 2002. Том 1. С. 146–157.
7. Гусев С.В., Дмитриев О.В., Жданов С.А., Трофимов А.С. Анализ текущего состояния и перспективы применения методов повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях ПО «Нижневартовскнефтегаз». М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 71 с.
8. Вашуркин А.И., Гусев С.В., Ложкин Г.В., Трофимов А.С., Цымлянский Г.К. Испытание технологий газового и водогазового воздействия на Самотлорском месторождении. М.: ВНИИОЭНГ, 1989. 37 с.

ENGLISH

Results

Within the limits of the presented work on the basis of the analysis of actually carried out earlier measures on the considered field and analogues and according to results of hydrodynamic modeling, the estimation of ranking, prospects of complex application of methods of increase in oil recovery is carried out, the program of pilots is develop.

Conclusions

In the conditions of uneven distribution of current reserves and differentiation of the causes of high water cut, the integration of technologies becomes relevant:

- well work- EOR (infill drilling, horizontal side-tracking in combination with EOR);
- small-volume EOR-EOR (combination of work with the injection profile and the inter-well space; reduction of water by reducing the mobility of water or connecting poorly drained interlayers for the use of additional technologies);
- big-volume EOR-EOR (combination of polymer flooding and WAG);
- For the implementation of the advanced oil recovery methods at the ultra-mature stage of development, it is necessary to restore the disbanded system, or the formation of new flooding elements adapted to the current structure of reserves.

References

1. Stepanova G.S. Gas and water-gas methods of impact on oil reservoirs. Moscow: Gazoil Press, 2006, 200 p. (In Eng).
2. Arzhilovsky A.V., Afonin D.G., Ruchkin A.A., Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropkov K.V. Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. Oil industry, 2022, issue 9, P. 63–67. (In Russ).
3. Surguchev M.L. Methods of extraction of residual oil. Moscow: Nedra, 1991, 346 p. (In Russ).
4. Surguchev M.L. Secondary and tertiary methods of increasing oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 308 p. (In Russ).
5. Ruchkin A.A., Yagafarov A.K. Optimization of application EOR technologies on Samotlor field. Tyumen: Vector Book, 2005, 166 p. (In Russ).
6. Boxerman A.A., Leybin E.L., Bodryagin A.V., Nikitin A.Yu., Kupriyanov Yu.Yu. The results of the implementation of the integrated technology of non-stationary targeted impact at the Ermakovskoye field. The latest methods of increasing oil recovery – theory and practice of their application. Kazan, 2002, Vol. 1, P. 146–157. (In Russ).
7. Gusev S.V., Dmitriev O.V., Zhdanov S.A., Trofimov A.S. Analysis of the current state and prospects of application of enhanced oil recovery methods in the fields of Nizhnevartovskneftegaz. Moscow: VNIIOENG, 1992, 71 p. (In Russ).
8. Vashurkin A.I., Gusev S.V., Lozhkin G.V., Trofimov A.S., Tsymlansky G.K. Testing of gas and water-gas impact technologies at Samotlor field. Moscow: VNIIOENG, 1989, 37 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бондаренко Олеся Андреевна, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Грандов Дмитрий Вячеславович, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ручкин Александр Альфредович, к.т.н., старший эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Смирнов Дмитрий Сергеевич, заместитель генерального директора по геологии и разработке, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Уфимцева Мария Николаевна, ведущий специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Неустроев Кирилл Андреевич, менеджер, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Bondarenko Olesya Andreevna, chief project engineer, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: oabondarenko2@tnnc.rosneft.ru

Grandov Dmitry Vyacheslavovich, chief manager, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ruchkin Alexander Alfredovich, ph.d. of engineering sciences, senior expert, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Smirnov Dmitry Sergeevich, deputy general director for geology and development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ufimtseva Maria Nikolaevna, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Neustroev Kirill Andreevich, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-96-101

Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах

Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э., Фазлутдинов В.И., Ишбулатов М.И., Гаязов А.А., Галлямов И.Ф.
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

Применение высокорасходного многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) по технологии Plug-n-Perf в горизонтальных скважинах (ГС) зарекомендовало себя как один из рентабельных способов разработки низкопроницаемых коллекторов и нефтематеринских пород в зарубежной практике. При проведении ГРП, а именно при выходе на плановый расход закачки, возможны проблемы с инициацией и развитием трещины в приствольной зоне, характеризуемые высоким устьевым и забойным давлением ввиду высоких напряжений, что может приводить к недостижению планового расхода, увеличению требуемой мощности насосов. В данной статье приведены примеры ступенчатого повышения расхода закачки, обеспечивающего более низкие значения давления закачки в начале работы, способствующего успешному проведению ГРП в нефтематеринских породах.

Метод заключается в постепенном пошаговом повышении расхода до планового значения (10–15 м^3/мин) с целью как замещения жидкости в стволе скважины с высоким градиентом потерь давления на трение, так и ограничения роста чистого давления в трещине. Расход повышается на 0,5–1 м^3/мин на каждой ступени, и только при стабилизации или снижении градиента поверхностного/забойного давления производится переход на следующую ступень. Такой подход позволяет контролировать рост давления, связанного как с инициацией и развитием трещины ГРП, так и с достижением высоких расходов закачки, при которых увеличиваются потери давления на трение.

Метод постепенного ступенчатого повышения расхода закачки при проведении операций ГРП позволяет ограничивать устьевое и забойное давление, снижая риски возникновения преждевременных остановок («СТОП»ов) из-за превышения максимального разрешенного давления. Описанный метод рекомендуется к дальнейшему применению, особенно при производстве высокорасходных ГРП при кластерной перфорации с использованием технологии Plug-n-Perf.

Материалы и методы:
- контроль расхода в начале закачки ГРП;
- ступенчатое повышение расхода ГРП.

Ключевые слова
гидравлический разрыв пласта, высокое давление обработки ГРП, расход закачки ГРП, устьевое давление ГРП, забойное давление ГРП, нетрадиционные коллекторы, низкопроницаемые коллекторы, нефтематеринские породы, инициация и развитие трещины

Для цитирования
Садыков А.М., Хазиев А.М., Сыпченко С.Э., Фазлутдинов В.И., Ишбулатов М.И., Гаязов А.А., Галлямов И.Ф. Метод инициации и развития трещины для высокорасходных ГРП в нефтематеринских коллекторах // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 96–101.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-96-101

Поступила в редакцию: 24.11.23

OIL PRODUCTION UDC 67.03 I Original Paper

Fracture initiation and propagation method for high-rate hydraulic fracturing in source rock reservoirs

Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E., Fazlutdinov V.I., Ishbulatov M.I., Gayazov A.A., Gallyamov I.F.
"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The use of multistage hydraulic fracturing (MSHF) with Plug-n-Perf technology in horizontal wells (HW) has proven itself as one of the cost-effective ways to develop low-permeability reservoirs and source rocks abroad. During hydraulic fracturing, namely when reaching the planned flow rate, there may be problems with the initiation and development of a fracture in the near-wellbore zone, characterized by high wellhead and bottom-hole pressure due to high stresses, which can lead to failure to achieve the planned flow rate, an increase in the required pump power. This article provides examples of a stepwise increase in the injection flow rate, which provides lower values of the injection pressure at the beginning of work, contributing to the successful implementation of hydraulic fracturing in source rocks.

The method consists in a gradual step–by-step increase in the flow rate to the planned value (10–15 m^3/min) in order to both replace the fluid in the borehole with a high gradient of friction pressure losses and limit the growth of net pressure in the fracture. The flow rate increases by 0,5–1 m^3/min at each stage and only when the surface/bottom-hole pressure gradient stabilizes or decreases, the transition to the next stage is made. This approach makes it possible to control the increase in pressure associated with both the initiation and development of the fracture, and with the achievement of high planned rate, at which friction pressure losses increase.

The approach of a gradual stepwise increase in the injection flow rate during hydraulic fracturing operations allows limiting the wellhead and bottom-hole pressure, reducing the risks of accidents due to exceeding the maximum allowable working pressure. The described method is recommended for further use, especially in the production of high-rate hydraulic fracturing with cluster perforation using Plug-n-Perf technology.

Materials and methods

- flow rate control at the beginning of hydraulic fracturing treatment;
- stepwise increase in hydraulic fracturing flow rate.

Keywords
hydraulic fracturing, high treating pressure, hydraulic fracturing injection rate, hydraulic fracturing wellhead pressure, bottomhole pressure during hydraulic fracturing, unconventional reservoirs, low-permeability reservoirs, source rocks, fracture initiation and development

For citation
Sadykov A.M., Khaziev A.M., Sypchenko S.E., Fazlutdinov V.I., Ishbulatov M.I., Gayazov A.A., Gallyamov I.F. Fracture initiation and propagation method for high-rate hydraulic fracturing in source rock reservoirs. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 96–101. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-96-101

Received: 24.11.2023

Введение

Технология Plug-n-Perf в низкопроницаемых породах и нефтематеринских коллекторах заключается в применении кластерного ГРП, то есть одновременной закачки ГРП с высоким расходом в несколько перфорационных кластеров. При этом существует проблематика как неравномерного распределения жидкости среди кластеров, так и повышенного давления при инициации и развитии трещин [1].

В настоящее время существуют различные методы снижения давления инициации и распространения трещины при выполнении работ по МГРП [1]. Эти методы включают в себя подбор оптимальной технологии перфорации в скважине, закачку мелкого пропанта (100 меш) на начальной стадии ГРП, закачку кислотных агентов с целью растворения цементного камня и породы в случае карбонатного коллектора, способствующего устранению призабойных сопротивлений и трения, снижению забойного давления (рис. 1).

Для нефтематеринских пород характерно наибольшее устьевое и забойное давление при выполнении ГРП при первичной инициации трещины, поэтому наиболее высокие риски осложнений связаны именно с этим этапом закачки, в связи с чем необходим контроль давления инициации трещины ГРП. Вязкость жидкости разрыва, расход, а также диаметр и количество перфораций — это лишь некоторые из множества параметров, которые приходится регулировать для снижения начального давления разрыва горной породы. При проведении кластерного МГРП условия инициации и развития трещины осложняются неоднородностью коллектора, различными свойствами пород в интервале перфораций, наличием трения в интервале перфораций и призабойной зоне пласта.

Контроль давления инициации и распространения трещины при выходе на плановый расход при высокорасходных ГРП

Для большинства нефтематеринских пород характерны утечки, зависящие от давления, при которых характеризуется раскрытие микротрещин (при наличии) и дополнительные утечки. Таким образом, превышение давления раскрытия данных микротрещин может способствовать возникновению сложной геометрии трещины вблизи ствола скважины и повышенным потерям на трение в призабойной зоне пласта. При выполнении работ по ГРП закачиваемая жидкость создает избыточное давление в горной породе, в результате чего возникает трещина. Геометрия трещины характеризуется высотой h_f, шириной w и длиной L_f. Значение избыточного

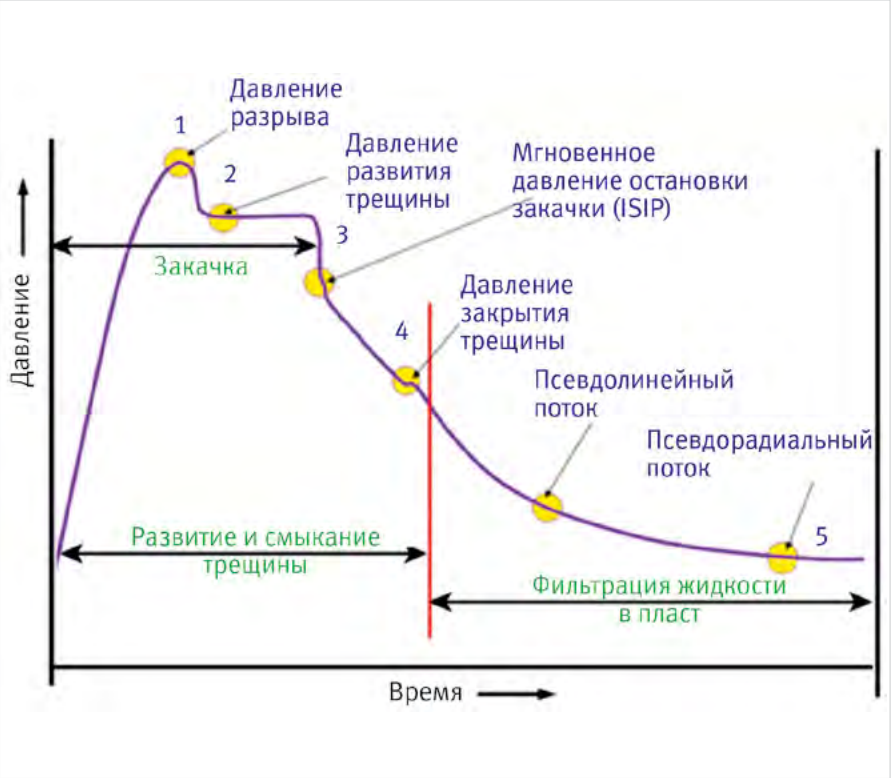


Рис. 1. Схематическое поведение забойного давления в процессе проведения ГРП
Fig. 1. Schematic behavior of bottomhole pressure during hydraulic fracturing

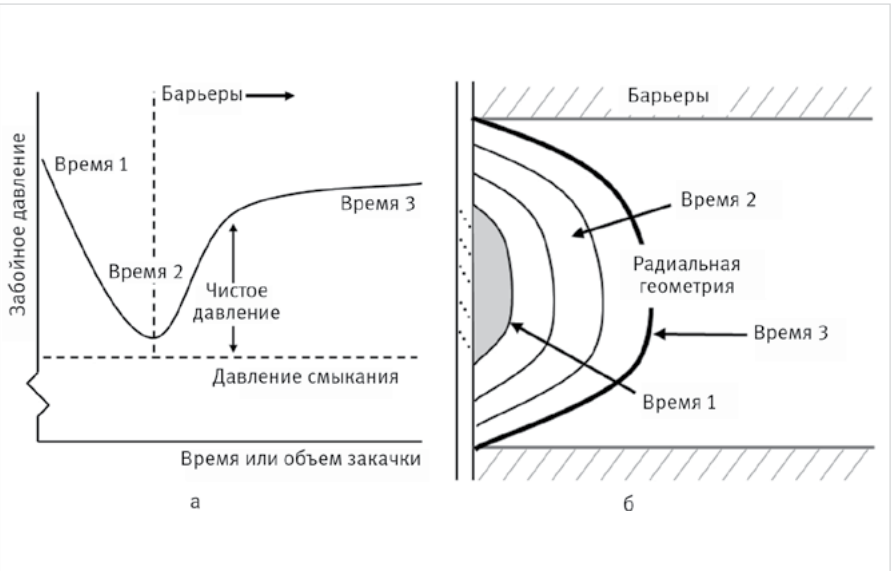


Рис. 2. Поведение забойного давления — а и профиля трещины — б после инициации трещины ГРП
Fig. 2. Behavior of bottomhole pressure – a and fracture profile – б after fracture initiation

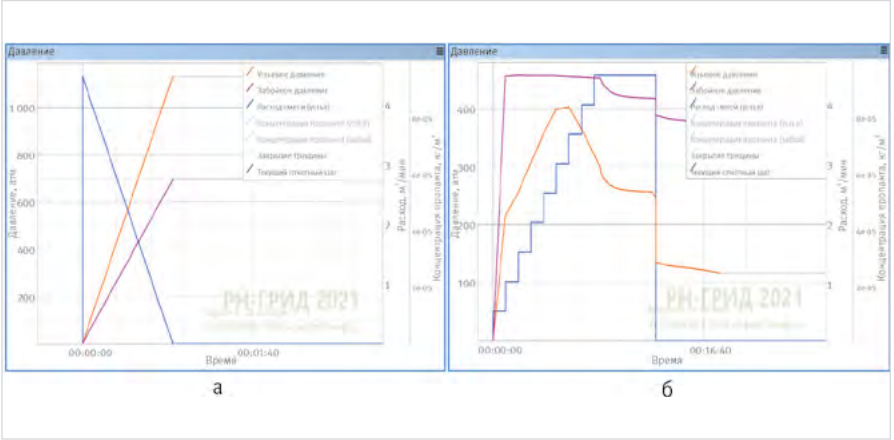


Рис. 3. Симуляция закачки ГРП с агрессивным — а и ступенчатым набором планового расхода — б
Fig. 3. Simulation of hydraulic fracturing with aggressive – a and stepwise increase of the flow rate – б

Рис. 4. График закачки ОГРП, скважина А, стадия X
Fig. 4. Hydraulic fracturing job, well A, stage X

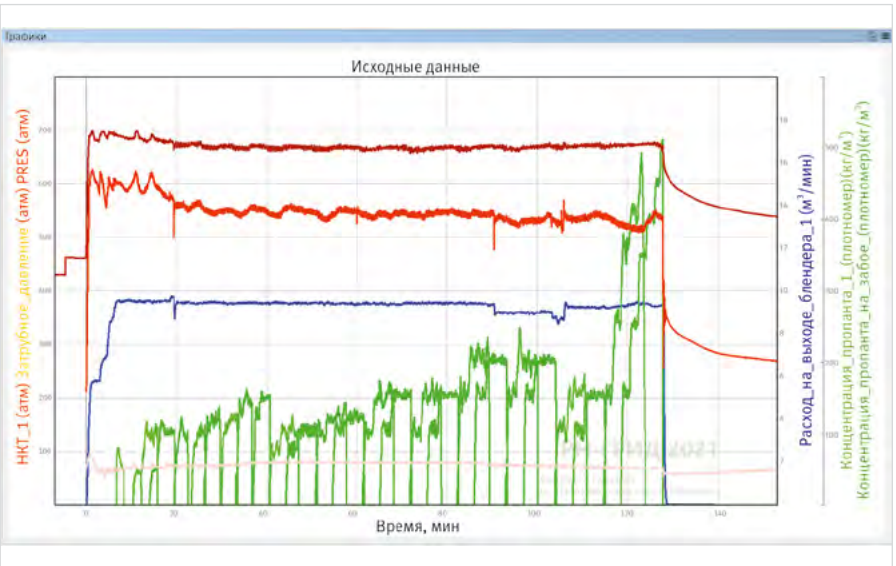


Рис. 5. График закачки ОГРП, скважина А, стадия Y
Fig. 5. Hydraulic fracturing job, well A, stage Y

давления относительно давления смыкания называется чистым, или эффективным давлением (Pnet).

В работе [2] приводится пример расчета параметров трещины, где, исходя из материального баланса, длина трещины характеризуется следующим выражением:

$$L_f \sim \frac{q_i t_p}{6C_L h_L \sqrt{t_p} + 4h_L S_p + 2wh_f}, \qquad (1)$$

где C_L — коэффициент утечек, м/√с; h_L — высота трещины, подверженная утечкам жидкости, м; S_p — коэффициент мгновенных утечек, м³/м²; t_p — время закачки, мин; q_i — расход закачки, м³/мин.

При этом ширина трещины на основании уравнения упругости характеризуется следующей формулой

$$w_{max} \sim \frac{2P_{net}d}{E'}, \qquad (2)$$

где w_{max} — максимальная ширина трещины, м; E' — модуль плоской деформации, Па, d является характерным размером трещины и, как правило, представляет собой меньший размер между h_f и L_f.

Чистое, или эффективное давление определяется законом Бернулли, в зависимости от вязкости жидкости μ_i и расхода жидкости q_i. Расход также связан со временем закачки (общим объемом жидкости). С учетом геомеханических свойств породы и эффектов на конце трещины P_{net} определяется следующим уравнением:

$$P_{net} = \left(\frac{E'^3}{h_f^4}\left\{\mu_i q_i L_f\right\} + p_{tip}^4\right)^{1/4}, \qquad (3)$$

где p_{tip} — давление, необходимое на кончике трещины.

В данных уравнениях геомеханические параметры пласта (такие, как модуль Юнга E, коэффициент Пуассона ν) считаются постоянными. При этом расход жидкости, вязкость закачиваемой жидкости, время закачки оказывают прямое влияние на геометрию созданной трещины и развиваемое чистое давление. Тогда геометрические значения L_f, h_f и w могут изменяться настолько, насколько варьируются вязкость, расход и время закачки в пределах технологических ограничений. К примеру, высокая вязкость жидкости может способствовать увеличению чистого давления и раскрытию микротрещин, развитию трещины в высоту.

В случае кластерной перфорации при МГРП с технологией Plug-n-Perf может инициироваться только одна трещина, при этом условии повышение расхода закачки приводит к значительному увеличению потерь на трение при прохождении жидкости через интервал перфораций и призабойную зону. Последующая инициация трещины в других кластерах способствует снижению забойного давления в связи с уменьшением потерь на трение в перфорациях и призабойной зоне пласта.

На основе зависимости чистого давления от вязкости и расхода закачки была разработана методика снижения давления в момент инициации и на начальном этапе роста трещины, реализующая контроль давления инициирования и распространения трещины при помощи ступенчатого характера набора целевого расхода закачки и применения низковязкой жидкости для инициации трещины.

На рисунке 2 слева схематично изображено поведение забойного давления при соответствующем развитии трещины, представленном на рисунке справа [3].

Момент времени 1 отражает начало развития трещины, когда произошел гидравлический разрыв и инициация трещины, при котором характеризуется высокое чистое давление. Далее по мере роста трещины в длину и в высоту чистое давление снижается, пока, наконец, трещина не распространится по высоте до геомеханических барьеров (например, глинистый пропласток) (момент времени 2). С этого момента и далее, если сдерживающий эффект барьеров достаточен, P_net может увеличиваться с развитием трещины в длину (момент времени 3).

Предлагаемая методика практически выражается в следующем алгоритме проведения работ:

1. Увеличивать расход небольшими шагами на ~0,5 м^3/мин для низкорасходных ГРП и на ~1 м^3/мин для высокорасходных ГРП) и удерживать скорость закачки до тех пор, пока градиент забойного давления либо достигнет стабилизации, либо начнет снижаться. В случае отсутствия забойного давления рекомендуется ориентироваться на расчетное значение забойного давления на основании устьевого давления. Рекомендуется выдерживать постоянное время на каждом шаге с заданным расходом.
2. Повторять шаг 1, пока не будет достигнута целевая (или возможная) скорость закачки. Скорость закачки не следует изменять до тех пор, пока явно не будет наблюдаться стабилизация или снижение давления.
3. Выполнить основной этап ГРП и внимательно следить за изменением тренда давления.

Данный подход был симулирован в корпоративном симуляторе РН-ГРИД [4–5], сравнивались два варианта закачки при одинаковых условиях: в стволе скважины находится солевой раствор плотностью 1,03 г/см^3, замещение производится линейным гелем на гуаровой основе с загрузкой гуара 1,8 кг/м^3. Объем замещения — 20 м^3. При агрессивном наборе расхода до 4,5 м^3/мин симулятор показывает получение «СТОП»а при максимальном разрешенном устьевом давлении 62 Мпа с самого начала закачки, связанном с высокими потерями на трение для жидкости, находящейся в стволе скважины (рис. 3а). Для ступенчатого набора скорости закачки с шагом 0,5 м^3/мин и интервалом времени на каждом шаге закачки 1 мин происходит постепенное замещение жидкости с высоким градиентом потерь давления трения на линейный гель с низким градиентом потерь давления на трение, симулятор ГРП не характеризует ситуацию «СТОП», давление на устье скважины не превышает максимального допустимого значения (рис. 3б).

Примеры проведения работ со ступенчатым повышением расхода на баженовской свите

Для подтверждения эффекта от предложенной методики были рассмотрены работы по многостадийному ГРП на горизонтальной скважине А одного из месторождений Западной Сибири на баженовской свите, с шаровой компоновкой заканчивания скважины (закачка условно производилась в одну трещину ГРП — один порт). На скважине было выполнено 15 стадий ГРП при длине горизонтального участка 1 500 м, была применена гибридная технология, а именно закачка как низковязкой жидкости ГРП, так и высоковязкого сшитого боратного геля.

Рис. 6. График закачки ОГРП, скважина А, стадия Z
Fig. 6. Hydraulic fracturing job, well A, stage Z

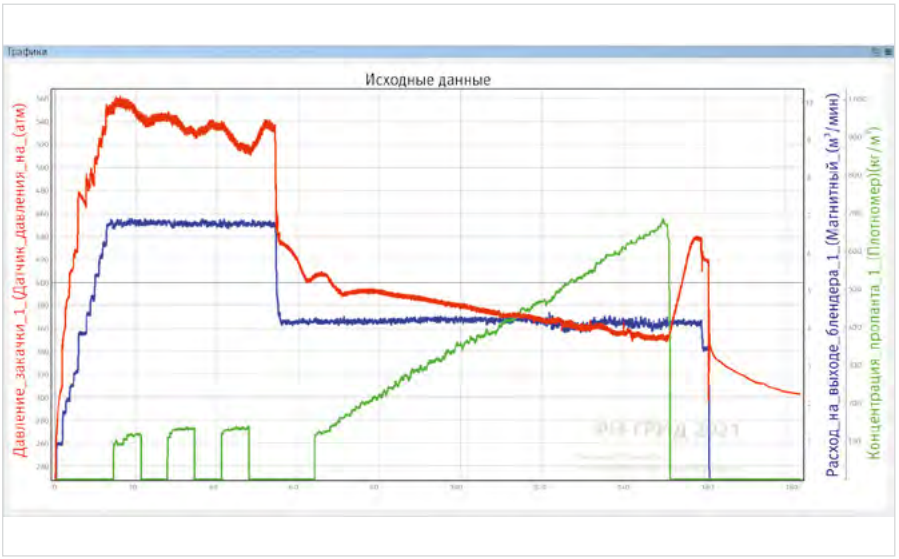


Рис. 7. График закачки ОГРП, скважина Б, стадия X
Fig. 7. Hydraulic fracturing job, well B, stage X

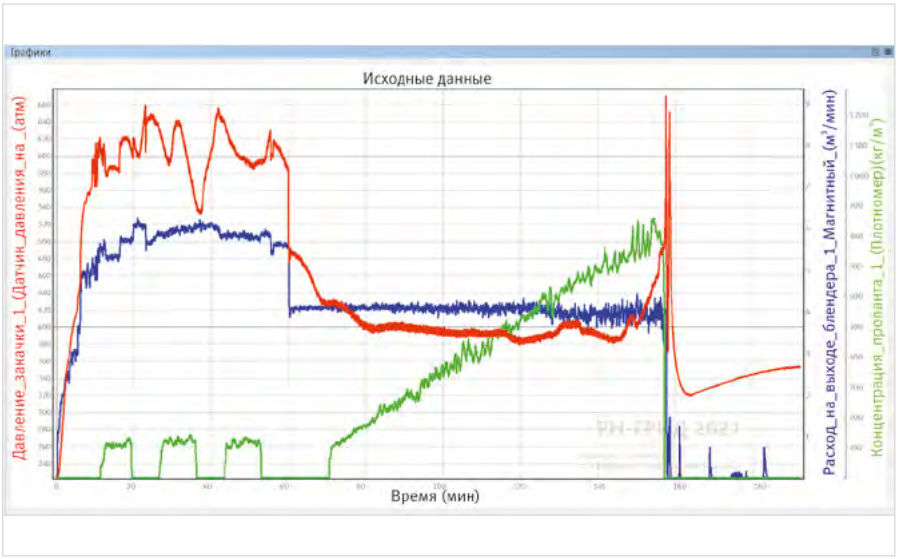


Рис. 8. График закачки ОГРП, скважина Б, стадия Y
Fig. 8. Hydraulic fracturing job, well B, stage Y

Примером набора планового расхода 10 м^3/мин явилась стадия X, где был выполнен набор расхода закачки согласно методике (рис. 4), выход на целевой расход происходил в течение 25 мин. Из графиков проведения работы видно, что максимальное устьевое давление в процессе раннего развития трещины не превышает 58,8 МПа, а забойное давление — 65,9 МПа. Расход повышался при стабилизации или снижении устьевого давления.

В то же время примером агрессивного подхода явилась стадия Y, где набор планового расхода до 10 м^3/мин был осуществлен в течение 8 минут, при этом максимальное устьевое и забойное давление составили 63,8 и 70,9 МПа соответственно, что выше на ~5,1 МПа по сравнению со стадией 2 (рис. 5).

На стадии Z также была предпринята попытка быстрого выхода на целевой расход, однако при достижении 6 м^3/мин в течение ~3 минут устьевое давление достигло максимально допустимого значения, в связи с чем дальнейший набор расхода проводился ступенчато (рис. 6).

В качестве другого примера рассмотрено проведение многостадийного ГРП в скважине Б, в которой было выполнено 15 стадий ГРП при длине горизонтального участка 1 500 м с применением гибридной технологии, а именно закачкой как низковязкой жидкости, так и высоковязкого сшитого боратного геля. Данные по забойному давлению при проведении ГРП на этой скважине отсутствуют по причине отказа работы манометра.

На стадии X набор расхода до планового расхода 7 м^3/мин производился плавно и ступенчато в течение 13 минут, устьевое давление закачки при этом не превышало 56,7 МПа (рис. 7).

Примером агрессивного набора расхода явилась стадия Y, где была предпринята попытка быстрого выхода (в течение ~5 минут) на целевой расход 6 м^3/мин, из-за чего давление закачки достигло 66,9 МПа, т.е. на ~10,1 МПа выше, чем на стадии X (рис. 8). Следует отметить, что данная стадия также отличается нехарактерным беспорядочным поведением устьевого давления, в конце работы была получена преждевременная остановка («СТОП») ввиду превышения максимально допустимого давления, где одной из причин неуспешной операции могли послужить проблемы при инициации и распространении трещины при агрессивном наборе расхода.

Рис. 9. График закачки ОГРП, скважина С
Fig. 9. Hydraulic fracturing job, well C

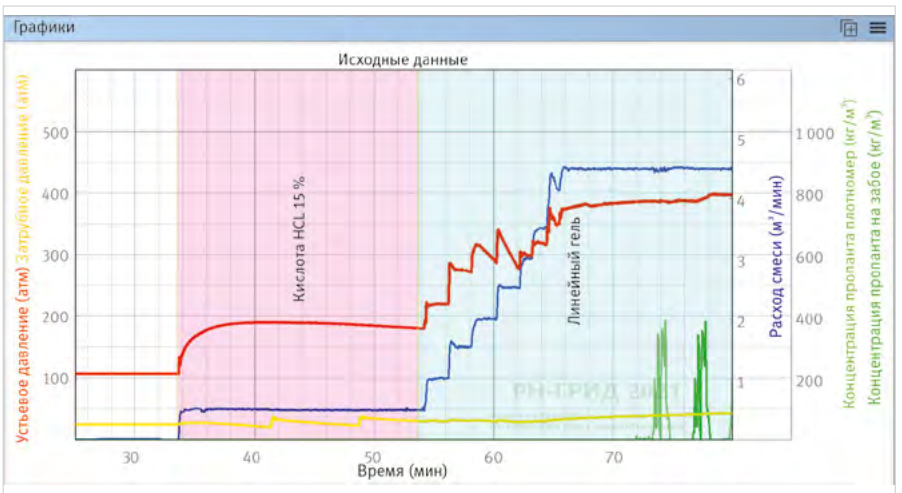


Рис. 10. Укрупненный график закачки кислоты и ступенчатого набора расхода закачки при ОГРП, скважина С
Fig. 10. An enlarged schedule of acid injection and a step-by-step increase of injection flow rate during hydraulic fracturing job, well C

Пример проведения работы со ступенчатым повышением расхода на доманиковый горизонт

Рассмотрим еще один пример проведения ГРП на наклонно-направленной скважине С, выполненный на доманиковый горизонт Волго-Уральского бассейна (рис. 9). Перед проведением ступенчатого повышения расхода до планового значения 4,5 м^3/мин на основном ГРП провели закачку кислоты для дополнительного снижения давления разрыва (рис. 9). Выход на расход производили в течение 12 мин, устьевое давление при этом составило 38,5 МПа. Основной ГРП проводили по гибридной технологии: 90 % буферной стадии составил линейный гель, оставшиеся 10 % от объема буфера и пропант закачивались на сшитом геле. Работа прошла без осложнений, конечное давление на устье не превысило 52,7 МПа. Таким образом, закачка кислоты, ступенчатое повышение расхода при инициации трещины ГРП способствовали успешному проведению операции ГРП (рис. 10).

Итоги

Метод был опробован при проведении работ по ГРП в различных нефтематеринских коллекторах. В первом случае метод использовался при операциях с высоким расходом в ГС с МГРП (до 10 м^3/мин), характеризуемым высоким устьевым давлением обработки, близким к максимальному допустимому значению. Во втором случае метод был применен в карбонатном коллекторе, где даже при низком плановом расходе (3–4 м^3/мин) на наклонно-направленных скважинах были охарактеризованы высокие давления обработки, также близкие к максимально допустимым значениям устьевого давления при производстве ГРП. Применение данного метода позволило снизить устьевое давление при работе ГРП по сравнению с ГРП, где применялась стандартная процедура выхода на плановый расход в начале работы по ГРП.

Выводы

Метод, реализующий постепенное ступенчатое увеличение расхода закачки при проведении операций ГРП, позволяет сдерживать повышение устьевого и забойного давления до недопустимых значений, снижая риски возникновения аварийных ситуаций. В статье приводятся примеры выхода на плановый расход при закачке в один порт ГРП в шаровой компоновке в ГС и при ГРП на наклонно-направленной скважине. Реализация предложенного метода будет способствовать повышению успешности проведения операций по ГРП с высоким расходом при кластерном ГРП (технологии Plug-n-Perf), где необходимы инициация и развитие трещины во всех кластерах. Ограничение эффективного давления в трещине ГРП путем контроля расхода закачки позволяет снизить риски прорыва трещины через барьеры в нецелевые интервалы пласта и уменьшить развитие осложнений в призабойной зоне пласта, приводящих к дополнительным потерям давления на трение.

Литература

1. Liu X., Wang J., Rijken M., Chrusch L., Wehunt D., Ahmad F., Miskimins J. Achieving perfect fluid and proppant placement in multi-stage fractured horizontal wells: A CFD modeling approach. SPE production and operations, 2021, Vol. 36, issue 4, P. 926–945. (In Eng).

2. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 2003, 807 p. (In Eng).
3. Daneshy A.A. On the design of vertical hydraulic fractures. SPE Journal of Petroleum Technology, 1973, Vol. 25, issue 1, P. 83–97. (In Eng).
4. Борщук О.С., Пестриков А.В., Соловьев Д.Е. Программа для ЭВМ 2017611238 РФ. РН-ГРИД. 2017.
5. Ахтямов А.А., Макеев Г.А., Байдюков К.Н. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РНГРИД»: от программной реализации к промышленному внедрению // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 94–97.

ENGLISH

Results

The method was tested during hydraulic fracturing operations in various source rock reservoirs. In the first case, the method was used for operations with a high flow rate in the HW with MSHF (up to 10 m^3/min), characterized by a high surface treating pressure close to the maximum allowed value. In the second case, the method was applied in carbonate reservoir, where, even with a low planned flow rate (3–4 m^3/min), high treatment pressures were characterized in directional wells, also close to the maximum allowable values of wellhead pressure during hydraulic fracturing. The use of this method allowed to reduce the wellhead treating pressure during hydraulic fracturing compared to the standard procedure for reaching the planned flow rate at the beginning of hydraulic fracturing.

Conclusions

The method that implements a gradual step-by-step increase in the injection flow rate during hydraulic fracturing operations makes it possible to restrain the increase in wellhead and bottom-hole pressure to unacceptable values, reducing the risks of premature shut down situations. The article provides examples of reaching the planned flow rate when pumping hydraulic fracturing job into one port in a ball-n-drop completion system in the HW and during HF job in a directional well. The implementation of the proposed method will contribute to increasing the success of high-rate hydraulic fracturing operations with multiple clusters (Plug-n-Perf technology), where fracture initiation and development in all clusters are necessary. Limiting the effective pressure in a fracture by controlling the injection flow rate reduces the risks of a fracture breaking through barriers into non-target formation intervals and reduces the development of complications in the near-wellbore zone of the formation, leading to additional friction pressure losses.

References

1. Liu X., Wang J., Rijken M., Chrusch L., Wehunt D., Ahmad F., Miskimins J. Achieving perfect fluid and proppant placement in multi-stage fractured horizontal wells: A CFD modeling approach. SPE production and operations, 2021, Vol. 36, issue 4, P. 926–945. (In Eng).
2. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir Stimulation. 2003, 807 p. (In Eng).
3. Daneshy A.A. On the design of vertical hydraulic fractures. SPE Journal of Petroleum Technology, 1973, Vol. 25, issue 1, P. 83–97. (In Eng).
4. Borshchuk O.S., Pestrikov A.V., Soloviev D.E. RNGRID [RN-GRID]. Computer Program RF, № 2017611238, 2017. (In Russ).
5. Akhtyamov A.A., Makeev G.A., Baidyukov K.N. Corporate fracturing simulator RN-GRID: from software development to in field implementation. Oil Industry, 2018, issue 5, P. 94–97. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Садыков Алмаз Махмутович, главный менеджер, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Хазиев Алмаз Мунирович, ведущий специалист, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Сыпченко Стелла Эдуардовна, главный специалист, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Фазлутдинов Вадим Ильгизарович, главный специалист, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Ишбулатов Марат Ильдарович, главный менеджер, сектор технологий ГРП, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Гаязов Айрат Азаматович, руководитель сектора, сектор технологий ГРП, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Галлямов Ильмир Флоридович, главный специалист, отдел развития технологий заканчивания ТРИЗ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Sadykov Almaz Machmutovich, general manager, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: sadykovam2@bnipi.rosneft.ru

Khaziev Almaz Munirovich, senior specialist, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Sypchenko Stella Eduardovna, chief specialist, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Fazlutdinov Vadim Ilgizarovich, chief specialist, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Ishbulatov Marat Ildarovich, general manager, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gayazov Ayrat Azamatovich, head of the sector, hydraulic fracturing technology sector, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Gallyamov Ilmir Floridovich, senior specialist, hard-to-recover resources completion technologies development department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-102-106 УДК 622.276 I Научная статья

Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 1. Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами

Шайдуллин В.А., Хатмуллин А.Р., Туриянов А.Р., Мингалишев Ф.К.
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Работа посвящена исследованию влияния жидкостей глушения на водной основе на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пластов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве основных факторов, влияющих на продуктивность скважины после глушения, рассмотрены совместимость растворов с пластовыми флюидами и воздействие на смачиваемость пород, выполнено моделирование образования неорганических солей.

Материалы и методы
Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами проводилось с использованием методики Дж. Е. Оддо и М. Б. Томсона.

Ключевые слова
жидкость глушения, фильтрационный эксперимент, терригенный коллектор, керн, выпадение солей, стабилизатор глин, гидрофобизатор

Для цитирования
Шайдуллин В.А., Хатмуллин А.Р., Туриянов А.Р., Мингалишев Ф.К. Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 1. Моделирование осадкообразования при взаимодействии жидкостей глушения с минерализованными пластовыми водами // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 102–106. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-102-106

Поступила в редакцию: 23.11.2023

UDC 622.276 I Original Paper

Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 1. Modeling of scaling during interaction of killing fluids with formation brines

Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishev F.K.
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Abstract
This study focuses on investigating the impact of water-based killing fluids on the reservoir permeability of oil-bearing sandstone formations in the Volga-Ural oil and gas province. The main factors influencing the effectiveness of killing fluids are the compatibility with formation brines and its effect on rock wettability defined by computer modeling of a scaling process.

Materials and methods
The evaluation of the water-based killing fluids impact on the reservoir was performed through computer modeling of the interaction between mineralized waters using the methods of J.E. Oddo and M.B. Thomson.

Keywords
killing fluid, core-flooding experiment, sandstone formation, scaling, clay stabilizer, surfactant

For citation
Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishev F.K. Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 1. Modeling of scaling during interaction of killing fluids with formation brines. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 102–106. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-102-106

Received: 23.11.2023

Введение

Проведение текущего и капитального ремонта скважин является неотъемлемой частью процесса разработки нефтяных и газовых месторождений. Одним из значимых мероприятий, оказывающих влияние на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП), является глушение скважин. Операция реализуется путём создания гидростатического давления столба жидкости на забое скважины, превышающего пластовое давление, и необходима для обеспечения безопасности проведения ремонта, а также предотвращения газонефтеводопроявлений (ГНВП).

Анализ результатов проведения ремонтов показывает, что применение жидкостей глушения (ЖГ) на водной основе в некоторых случаях приводит к снижению коэффициента продуктивности скважин по причине их проникновения в ПЗП и снижения её проницаемости [1–5]. В результате наблюдается длительный вывод скважины на режим, соответствующий остановочным параметрам до ремонта, либо возникает необходимость в проведении дополнительных геолого-технических мероприятий (ГТМ) по восстановлению проницаемости ПЗП различными реагентами на основе поверхностно-активных веществ, растворителей или кислот.

Основные причины снижения проницаемости ПЗП при глушении связаны как с геологическими особенностями продуктивного объекта и насыщающих его флюидов, так и с физико-химическими характеристиками технологической жидкости. К наиболее значимым факторам следует отнести наличие в составе коллекторов водочувствительных глинистых минералов, характер смачиваемости пород, объём проникновения жидкости в нефтенасыщенную часть, её совместимость с пластовыми флюидами, а также наличие в ней кольматирующих частиц. В связи с этим, является актуальным вопрос адресного подбора оптимальных составов для глушения, не оказывающих отрицательного воздействия на фильтрационные характеристики ПЗП и одновременно обеспечивающих безопасность работ в стволе скважины, предотвращая выброс пластового флюида. При этом жидкости должны быть доступны, а также технологичны в приготовлении и использовании.

Задача оценки применимости и оптимизации жидкостей глушения для ряда месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в данном исследовании решалась посредством проведения оценки рисков образования неорганических солей при смешении составов с пластовыми водами, а также фильтрационных экспериментов на образцах керна, отобранных с продуктивных интервалов целевых объектов разработки.

Геолого-физические характеристики продуктивных объектов

В качестве объекта исследования выбраны нефтяные месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с наибольшим действующим фондом добывающих скважин для достоверности и представительности выборки, продуктивные отложения которых приурочены к терригенным толщам нижнего карбона (ТТНК: тульский, бобриковский, радаевский и косьвинский продуктивные горизонты) и девона (ТТД: кыновский, пашийский, муллинский, ардатовский и воробьёвский продуктивные горизонты).

Нефтенасыщенные коллекторы представлены мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами с различной степенью глинистости. Цемент, преимущественно глинистого, реже кальцитового состава. Тип цементации различный — поровый, базальный и контактовый. Ввиду однотипности разреза и невозможности его расчленения на отдельные вышеуказанные горизонты, их часто объединяют в единый (например, бобриковско-радаевский или кыновско-пашийский горизонты). Коэффициент аномальности пластового давления варьируется в диапазоне от 0,6 до 1,1 (табл. 1).

В среднем, относительно девонских отложений, нефти нижнего карбона характеризуются повышенной вязкостью и более высокой плотностью, при этом терригенные пласты нижнего карбона имеют более высокую проницаемость [6]. Принимая во внимание высокие коллекторские свойства рассматриваемых пластов и высокие значения обводнённости скважинной продукции, можно предположить, что наибольший вклад в снижение продуктивности скважин при глушении будет вносить применение несовместимых вод и набухание глинистых минералов.

В данных условиях оценить применимость технологической жидкости можно, рассчитав риски образования солей при смешении минерализованных вод различного состава, а проведение фильтрационных экспериментов на водонасыщенных моделях пласта позволит определить совместное влияние выпадения солей и набухания глинистых минералов на проницаемость пород [7, 8].

Табл. 1. Диапазоны изменения характеристик продуктивных объектов и насыщающих пласты флюидов
Tab. 1. Formation and fluids characteristics

Параметр	ТТД	ТТНК
Пористость, %	18...22	20...25
Проницаемость по газу, мкм^2	0,2...0,6	0,4...1,4
Нефтенасыщенная толщина, м	0,5...25,2	0,3...34,8
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м^3	818...906	869...926
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,93...29,70	3,70...66,30
Объёмный коэффициент нефти, д. ед.	1,04...1,31	1,01...1,14
Газосодержание, м^3/т	17...107	2...55
Давление насыщения нефти газом, МПа	3,1...14,6	2,0...15,5
Пластовая температура, °С	30...44	18...38
Средний дебит жидкости, м^3/сут	34	77
Средняя обводнённость, %	74	84

Моделирование образования неорганических солей при смешении жидкостей глушения с пластовыми водами

Известно, что математическое моделирование процесса выпадения неорганических солей при смешении минерализованных вод позволяет оценить степень риска (индекс насыщения — SI), массу и тип образующейся соли [8, 9]. Положительный индекс насыщения свидетельствует о наличии риска образования соли, а при нулевом и отрицательных значениях вода недонасыщена солеобразующими ионами, и выпадение осадка не предполагается. В качестве исходных данных для расчёта используются результаты исследования ионного состава, pH и плотности воды, содержание растворенного углекислого газа в продукции и термобарические условия на забое скважины.

В данной работе авторами использована методика, предложенная Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсоном [9], реализованная в виде расчётного модуля в среде Visual Basic for Applications программного обеспечения Microsoft Excel. Методика Оддо-Томсона заключается в расчете индекса насыщения на основе данных об ионном составе воды, температуре, давлении и pH по эмпирическим зависимостям для каждого типа соли. Выбор методики обусловлен простотой реализации, доступностью исходных данных и удобством при выполнении многочисленных расчётов.

Для целей исследования выбраны 14 месторождений и 5 объектов разработки. Каждому из объектов соответствует источник жидкости глушения, определяемый по совокупности двух факторов — применимости для конкретного месторождения/объекта и территориальной близости в целях минимизации операционных затрат на транспортировку до скважины. К особенности геологического разреза в пределах рассматриваемого региона можно отнести наличие множества водоносных горизонтов, в связи с этим, в качестве одного из источников минерализованной воды используются водозаборные скважины (ВС), добывающие минерализованную воду необходимой плотности и химического состава. Помимо использования ВС распространено применение пластовых вод (ПВ), получаемых с установок предварительного сброса воды (УПСВ) из системы сбора и подготовки скважинной продукции. Пункты налива минерализованных вод для глушения оснащаются замерными устройствами, проводится их отдельное обустройство. Всего для исследования выбрано 9 источников (табл. 2).

По указанной ранее методике рассчитывали SI и массу соли для пластовой воды, а также определяли долю жидкости глушения в смеси, при которой прогнозируется образование максимального количества осадка при забойных давлении и температуре (табл. 3).

По результатам расчётов установлено, что практически все исследуемые пластовые воды потенциально склонны к образованию карбоната кальция, а 28 % жидкостей глушения повышают данные риски, увеличивая количество осадка и дополняя его сульфатными соединениями. При этом стоит отметить, что карбонат кальция чаще всего способен

выделяться в осадок при значении SI более 0,5 [10].

Дополнительно стоит выделить четыре типовых варианта результата расчёта:

- пластовая вода склонна к образованию солей, однако смешение с ЖГ не приводит к увеличению рисков, а наоборот, снижает их, смещая химическое равновесие в сторону исходных компонентов;
- пластовая вода склонна к образованию солей, смешение с ЖГ приводит к увеличению рисков (рис. 1б);
- ЖГ склонна к образованию солей, при этом сама пластовая вода стабильна (рис. 1в);
- пластовая вода и ЖГ не склонны к образованию солей.

Показано, что смешение пластовой воды продуктивного горизонта рассматриваемых месторождений ЖГ из соответствующих источников может приводить к образованию карбоната кальция и сульфатов. В этом случае смешение пластовой воды рассматриваемого месторождения и ЖГ, получаемой как смесь пластовых вод, поступающих на УПСВ этого же месторождения, может кратно повысить вышеуказанные риски, привести к кольматации ПЗП и снижению её проницаемости. При кольматации, вызванной выпадением карбоната кальция, для восстановления продуктивности можно рассмотреть солянокислотные обработки (СКО). В случае наличия гипса/ангидрита/целестина потребуется дополнительное введение в состав кислоты комплексообразователя или проведение предварительной щелочной обработки, а при низкой эффективности перечисленных методов, единственным решением будет проведение повторных перфорационно-взрывных работ в комбинации с СКО. Все указанные меры могут привести к внеплановым материальным затратам, а также потерям нефти вследствие незапланированных простоев. В связи с этим, значительное внимание стоит уделять предварительной оценке применимости составов глушения на этапе планирования ремонта скважины с использованием расчётных и лабораторных методов.

Итоги

- Терригенные нефтенасыщенные коллекторы девона и карбона Республики Башкортостан представлены мелко- и среднезернистыми кварцевыми песчаниками и алевролитами с различной степенью глинистости. Цемент, преимущественно глинистого, реже кальцитового состава. Тип цементации различный — поровый, базальный и контактовый. Коэффициент аномальности пластового давления варьируется в диапазоне от 0,6 до 1,1. Принимая во внимание высокие коллекторские свойства рассматриваемых пластов и высокие значения обводнённости скважинной продукции, предположено, что наибольший вклад в снижение продуктивности скважин при глушении будет вносить применение несовместимых вод и набухание глинистых минералов.
- На основе аналитических расчетов склонности пластовых вод к образованию неорганических солей при смешении с растворами глушения по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона установлено, что некоторые жидкости на основе минерализованных пластовых вод увеличивают указанные риски. Осадок представлен преимущественно карбонатом (до 15,2 г/л) и сульфатом (до 2,7 г/л) кальция, в одном случае дополнительно гипсом, бассанитом и целестином.

Выводы

Смешение пластовой воды рассматриваемого месторождения и жидкости глушения, получаемой как смесь пластовых вод, поступающих на установки предварительного сброса воды этого же месторождения, может кратно повысить риски снижения продуктивности скважин, привести к кольматации призабойной зоны пласта и снижению её проницаемости. Принимая во внимание результаты моделирования, отмечается необходимость проведения фильтрационных исследований с использованием кернового материала рассматриваемых месторождений для оценки влияния составов на проницаемость пород пласта, а также оптимизации базовых растворов глушения с последующим проведением

Табл. 2. Физико-химические характеристики и состав минерализованных вод
Tab. 2. Brines composition

Вода	Концентрация ионов, мг/л								pH	Плотность, г/см^3
	Cl^-	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Ca^{2+}	Mg^{2+}	Na^++K^+	Ba^{2+}	Sr^{2+}		
ВС «№3»	166 331,4	2,0	8 039,2	32 918,7	2 125,0	68 992,6	0,0	0,0	5,30	1,190
ПВ «К»	177 179,1	2 570,0	13 524,1	2 801,6	708,3	116 541,4	0,0	0,0	6,80	1,190
ВС «№1»	173 563,2	17	9 111,9	26 804,5	3 569,0	78 373,3	0,0	0,0	5,10	1,185
ПВ «Т»	144 400	543	601	17 360,0	6 540,0	61 732,0	0,0	0,0	6,17	1,167
ПВ «К-1»	149 850	625	398,3	13 750,0	3 930,0	74 309,0	0,0	0,0	6,11	1,150
ПВ «И»	184 410,9	0	9 341,6	28 491,9	5 286,6	80 292,0	0,0	0,0	3,30	1,190
ПВ «К»	198 874,5	32	8 781,5	40 029,9	6 001,0	74 872,0	0,0	0,0	3,00	1,210
ПВ «С»	180 795	6	8 627,1	31 553,0	5 429,4	73 899,0	0,0	0,0	3,70	1,190
ПВ «П»	183 400,4	1 324	14 855,51	9 654,27	142,88	113 694,8	0,0	0,0	6,6	1,190
А-1 Стул+боб+рад	164 500	416	246	28 813,0	7 763,0	61 834,0	0,0	0,0	5,0	1,200
А-1 Dкын	161 885,1	1 036,7	387,0	17 272,8	2 879,2	80 307,8	0,0	0,0	5,90	1,175
А-1 Дпаш	168 371,3	1 159	331,2	16 321,7	2 937,1	85 235,0	0,0	0,0	6,10	1,182
А-2 Стул+боб+рад	162 670	5 200	104,0	11 210,0	3 900,0	88 030,0	0,0	257,3	5,70	1,175
З-1 Стул+боб+рад	163 800	356	69,0	12 074,0	5 865,0	85 024,0	0,0	0,0	6,3	1,200
И-1 Стул+боб+рад	160 935,6	586,5	117,3	16 422,0	4 692,0	80 702,4	0,0	408,4	5,50	1,173
М-1 Стул+боб+рад	151 749	351	117,0	10 998,0	1 989,0	85 878,0	0,0	0,0	5,50	1,170
С-1 Стул+боб+рад	148 725	750	260,0	13 667,0	2 486,0	77 222,0	1,5	152,6	5,80	1,180
С-1 Dкын	154 709	160	260,0	28 297,0	2 982,0	64 230,0	15,6	425,0	5,60	1,190
С-2 Dпаш	144 000	100	100,0	21 300,0	4 000,0	64 200,0	0,0	0,0	5,50	1,188
С-2 Стул+боб+рад	149 597,8	932,8	233,2	11 426,8	3 264,8	82 086,4	0,0	0,0	6,00	1,166
Т-1 Стул+боб+рад	148 492,4	1 992,4	117,2	7 383,6	1 758,0	88 954,8	0,0	0,0	5,72	1,172
Т-2 Стул+боб+рад	155 465,5	464,4	35,7	13 622,6	5 359,2	75 186,5	0,0	0,0	6,00	1,170
Т-2 Dпаш	174 488,2	23,4	21,8	27 493,9	4 928,3	72 164,6	0,0	0,0	5,00	1,193
У-1 Dпаш	146 118	361,3	244,0	22 488,0	6 688,0	56 983,1	2,2	145,0	6,00	1,158
Ш-1 Dаш	135 604,1	1 632,4	258,3	7 651,8	1 392,0	78 999,9	0,0	0,0	6,50	1,155
К-1 Стул+боб+рад	157 480	620	140,0	10 000	3 660,0	7 950,0	0,0	0,0	6,4	1,166
С-3 Dкын	148 725	799,9	213,4	22 011,4	4 561,7	62 915,0	0,0	84,7	5,0	1,166
С-4 Dкын+паш	137 058	373	25,8	63 374,8	8 832,7	65 247,0	0,0	0,0	5,50	1,173

опытно-промышленных испытаний. Результаты данных работ будут представлены во второй части статьи.

Литература

1. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Мухаметов Ф.Х., Нигматуллин Т.Э., Михайлов А.Г. Обзор перспективных технологий глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений и рисков прорыва газа. Часть 1. Классификация технологий и опыт применения загущенных жидкостей на водной и углеводородной основе // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20. № 3. С.87–96.
2. Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 52–57.
3. Магадова Л.А., Силин М.А., Гаевой Е.Г., Заворотный В.Л., Елисеев Д.Ю. Жидкости глушения и промывки, сохраняющие коллекторские свойства пласта // Geosynthesis Engineering. 2019. № 3.

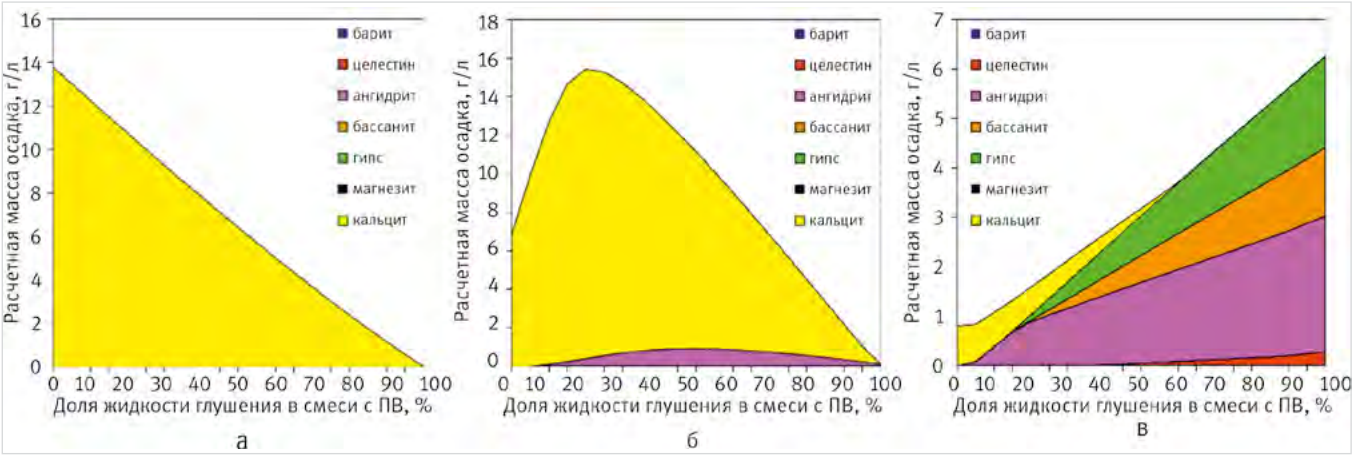


Рис. 1. Зависимость массы и типа образуемого осадка от соотношения вод в смеси (а — З-1 (Стул+боб+рад) + ВС «№1»; б — А-1 (Dпаш) + ПВ «К»; в – А-2 (Стул+боб+рад) + ПВ «К»)
Fig. 1. Scale mass and type dependency on killing/formation fluid ratio (a – Field Z-1 (Ctl-bb-rd + Water Well "№1"; б – Field A-1 (Dps) + Formation Brine "К"; в– Field A-2 (Ctl-bb-rd) + Formation Brine "К")

Табл. 3. Результаты математического моделирования выпадения неорганических солей
Tab. 3. Mathematical modeling of scaling process results

№	Объект разработки	Шифр месторождения	Жидкость глушения	Пластовая вода		Смесь			
				SI	Масса соли	Доля ЖГ в смеси с ПВ	Масса соли	Увеличение массы соли	Тип соли*
				безр.	г\л	%	г\л	г\л	
1	Стул+боб+рад	З-1	ВС «№3»	1,4	8,3	80,0	12,5	+4,2	К
2		А-1	ПВ «К»	2,2	6,9	20,0	15,4	+8,5	КА
3		Т-1	ПВ «С»	0,2	3,4	0,0	3,4	0,0	КА
4		С-1	ПВ «С»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
5		К-1	ВС «№1»	1,3	13,8	0,0	13,8	0,0	К
6		Т-2	ВС «№1»	1,2	13,6	0,0	13,6	0,0	К
7		С-2	ВС «№1»	1,2	13,6	0,0	13,6	0,0	К
8		А-2	ПВ «Т»	0,8	0,8	95,0	6,3	+5,5	КАБГЦ
9		И-1	ПВ «К-1»	0,4	0,4	0,0	0,4	0,0	КЦ
10		М-1	ПВ «И»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
11	Dкын	А-1	ПВ «К»	2,0	6,9	30,0	14,4	+7,5	КА
12		С-1	ПВ «С»	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	–
13		С-3	ПВ «П»	2,4	22,6	0,0	22,6	0,0	КА
14	Dпаш	У-1	ПВ «К»	1,8	6,8	20,0	15,3	+8,5	КА
15		Т-2	ВС «№1»	1,2	13,8	0,0	13,8	0,0	К
16		С-2	ВС «№1»	1,3	13,8	0,0	13,8	0,0	К
17		Ш-1	ВС «№3»	1,5	12,6	0,0	12,6	0,0	КА
18		А-1	ПВ «К»	2,1	6,9	30,0	14,6	+7,7	КА
19	Dкын+паш	С-4	ПВ «К»	0,4	4,8	0	4,8	0	К

К — кальцит; А — ангидрит; Б — бассанит; Г — гипс; Ц — целестин

С. 72–80.
4. Вахрушев С.А., Гамолин О.Е., Беленкова Н.Г., Шайдуллин В.А., Ахмеров И.А. Особенности выбора технологий глушения скважин с высоким пластовым давлением на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 111–115.
5. Шайдуллин В.А., Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф., Ахмеров И.А., Турдыматов А.Н., Мухаметшин В.Ш. Подбор технологии ограничения водопритока в терригенных пластах с монолитным строением // Нефть. Газ. Новации. 2021. №7. С. 34–38.
6. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Хатмуллин А.Р., Малинин А.В., Ленченкова Л.Е., Туриянов А.Р., Давиденко И.С. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 2. С. 26–37.
7. Кащавцев В.Е. Солеобразование при добыче нефти. М.: Орбита, 2004. 473 с.
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Method predicts well bore scale, corrosion. Oil and Gas J, Vol. 96, 1998, P. 107–114. (In Eng).
9. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. 1987. 20 с.
10. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. Third Edition. New York: JohnWilley & Sons LTD Publ., 2000, 856 p.

ENGLISH

Results

- Oil-bearing devonian and carboniferous of the Republic of Bashkortostan are represented by fine- and medium-grained quartz sandstones and siltstones with different degree of clay content. Cement is predominantly of clayey, less often of calcite composition. The type of cementation is different - pore, basal and contact. The reservoir pressure anomaly coefficient varies from 0,6 to 1,1. Considering the high reservoir properties of the considered formations and high values of a well watercut, it is assumed that the greatest contribution to the reduction of well productivity during killing will be made by the use of incompatible water solutions and swelling of clay minerals.
- On the basis of analytical calculations of brines propensity to formation of scales at mixing with killing fluids by the method of J.E. Oddo and M.B. Thomson it is established that some killing fluids increase the specified risks. The scales are represented is represented mainly by calcium carbonate (up to 15,2 g/l) and sulfate (up to 2,7 g/l), in one case additionally by gypsum, bassanite and celestine.

Conclusions

Mixing of formation brine of the considered field and killing fluid, received as a mixture of formation water supplied to the preliminary water discharge units of the same field, can multiply the above risks and lead to decrease of critical matrix permeability. Considering the results of modeling, it is noted that it is necessary to conduct core studies using to assess the effect of compositions on the permeability of rocks, as well as to optimize the basic killing solutions with subsequent pilot tests. The results of these works will be presented in the second part of the article.

References

1. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Mukhametov F.H., Nigmatullin T.E., Mihailov A.G. Overview of promising killing technologies in conditions of abnormally low formation pressures and risks of gas breakthrough Part 1. Technology classification and experience with water-based and hydrocarbon-based thickened liquids. Oil industry, 2022, Vol. 20, issue 3, P. 87–96. (In Russ).
2. Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevsky Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 52–57. (In Russ).
3. Magadova L.A., Silin M.A., Gaevoi E.G., Zavorotnyi V.L., Eliseev D.Yu. Killing And washing fluids preserving reservoir characteristics of the formation. Geosynthesis Engineering, 2019, issue 3, P. 72–80. (In Russ).
4. Vakhrushev S.A., Gamolin O.E., Belenkova N.G., Shaidullin V.A., Akhmerov I.A. Special aspects of selection of high-pressure well-killing technology at oilfields of Bashneft-Dobycha LLC. Oil Industry, 2018, issue 9, P. 111–115. (In Russ).
5. Shaidullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F., Akhmerov I.A., Turdymatov A.N., Mukhametshin V.Sh. Selecting the water shut-off technology for monolithic terrigenous formations. Neft. Gas. Novacii, 2021, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
6. Folomeev A.E., Vahrushev S.A., Hatmullin A.R., Malinin A.V., Lenchenkova L.E., Turiyanov A.R., Davidenko I.S. Reducing the negative impact of workover fluids on Sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, Geo Assets Engineering, 2022, Vol. 333, issue 2, P. 26–37. (In Russ).
7. Kashchavcev V.E. Scales in oil production. M.: Orbita, 2004, 473 p. (In Russ).
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Method predicts well bore scale, corrosion. Oil and Gas J, Vol. 96, 1998, P. 107–114. (In Eng).
9. OST 39-195-86. Oil. Method of determining the coefficient of oil displacement by water under laboratory conditions. 1987, 20 p. (In Russ).
10. Economides M.J., Nolte K.G. Reservoir stimulation. Third Edition. New York: JohnWilley & Sons LTD Publ., 2000, 856 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шайдуллин Вадим Александрович, руководитель сектора, отдел технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Хатмуллин Арслан Рустемович, старший специалист, отдел технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Туриянов Айдар Рафитович, ведущий специалист лаборатории фильтрационных исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Мингалишев Фидан Канафеевич, заведующий лабораторией исследования технологических ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Shaidullin Vadim Aleksandrovich, water shut-off and production stimulation technologies, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Khatmullin Arslan Rustemovich, water shut-off and production stimulation technologies, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russiaa

Turiyanov Aydar Rafitovich, leading specialist, core flooding laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Mingalishev Fidan Kanafeevich, head of workover fluids research laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

ООО «НПФ «Модуль»
Инновационные технологии и оборудование для нефтегазовой отрасли
ПРОЕКТИРОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА НОВЫХ ВИДОВ ОБОРУДОВАНИЯ, ЕГО ТЕСТИРОВАНИЕ И ИЗГОТОВЛЕНИЕ ОПЫТНЫХ ОБРАЗЦОВ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ НА СКВАЖИНАХ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ ЗАДАНИЮ ЗАКАЗЧИКА
70+ КОМАНДА ПРОФЕССИОНАЛОВ
Каждый работник представляет ценность для организации, вносит свой вклад в достижение целей компании
ISO 9001 МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ
На предприятии разработана и внедрена система менеджмента качества ИСО 9001
БОЛЬШОЙ ОПЫТ 15 лет
Научно-производственная фирма «Модуль» начала свой путь с 2006 года
ВСЕГДА НА СВЯЗИ 24 часа
Отвечаем на все вопросы до и после выполнения работ
ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»
РТ, г. Лениногорск, ул. Трубная, д. 15, стр. 1
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,
+7 (85595) 6-53-64
modullen@mail.ru
www.npf-modul.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-108-112 УДК 622.245 I Научная статья

Повышение качества цементирования тампонажными материалами, способными к самовосстановлению

Ядрин В.В., Мардаганиев Т.Р., Зинатуллина Э.Р., Галиев А.Ф.
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
yadrinvv@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В работе представлены результаты изучения свойств тампонажного материала с комплексной добавкой сополимера акриламида и диаллилдиметиламмония хлорида (комплексный реагент САиДДХ) в условиях высокого давления и температуры. Исследования комплексного реагента САиДДХ проводились с цементами различного типа и удельной плотности в условиях, максимально приближенных к пластовым. Результаты показали, что рецептура с добавкой полимерных компонентов дает высокие результаты по прочности и проницаемости цементного камня, а также обеспечивает эффект самозалечивания трещин и водопроводящих каналов.

Материалы и методы
Проведены лабораторные исследования комплексного реагента САиДДХ на способность набухания, определено его оптимальное процентное содержание в цементной смеси, что обеспечивает наибольший эффект «самозалечивания» с минимальным изменением прочностных характеристик цементного камня. Эффект «самозалечивания» цементного камня был проверен на стендовых испытаниях, которые показали положительный результат.

Ключевые слова
тампонажный раствор, цементный камень, заколонные перетоки, качество крепления скважин, набухающиеся полимеры в цементном растворе, «эффект самозалечивания», комплексный реагент САиДДХ

Для цитирования
Ядрин В.В., Мардаганиев Т.Р., Зинатуллина Э.Р., Галиев А.Ф. Повышение качества цементирования тампонажными материалами, способными к самовосстановлению // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 108–112. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-108-112

Поступила в редакцию: 30.11.2023

UDC 622.245 I Original Paper

Improving cementing quality with self-healing cementing materials

Yadrin V.V., Mardaganiev T.R., Zinatullina E.R., Galiev A.F.
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
yadrinvv@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The paper presents the results of studying the properties of a grouting material with a complex additive copolymer of acrylamide and diallyldimethylammonium chloride (complex reagent SAiDDH) under high pressure and temperature conditions. Studies of the complex reagent SAiDDH were carried out with cements of various types and specific densities in conditions as close as possible to reservoir ones. The results showed that the formulation with the addition of polymer components gives high results in strength and permeability of cement stone, as well as provides the effect of self-healing of cracks and water supply channels.

Materials and methods
Laboratory studies of the complex reagent SAiDDH were carried out for swelling ability, its optimal percentage in the cement mixture was determined, which ensures the greatest “self-healing” effect with minimal changes in the strength characteristics of the cement stone. The “self-healing” effect of cement stone was tested in bench tests, which showed positive results.

Keywords
cement slurry, cement stone, casing flows, quality of well fixation, swelling polymers in cement slurry, “self-healing effect”, complex reagent SAiDDH

For citation
Yadrin V.V., Mardaganiev T.R., Zinatullina E.R., Galiev A.F. Improving cementing quality with self-healing cementing materials. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 108–112. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-108-112

Received: 30.11.2023

Основной проблемой в части ликвидации заколонных перетоков является ее низкая эффективность. Заколонные перетоки возникают из-за нарушения целостности цементного камня или нарушений сцепления «порода-цемент», «цемент-обсадная колонна». Распространенным способом ликвидации этих нарушений является закачка под давлением различных герметизирующих составов. Однако применяющиеся для этого композиции часто оказываются недостаточно эффективными и не обеспечивают длительную монолитность цементного камня [1–3].

В ранних работах по получению самовосстанавливающихся материалов была обоснована концепция и предложена технология по получению цементных материалов, способных к самовосстановлению. Несмотря на активное развитие этого направления, широкое распространение получили материалы только одного производителя [2]. Поиск альтернативных материалов является актуальной задачей.

Перспективным направлением совершенствования тампонажных материалов является модификация тампонажных смесей высокомолекулярными полимерными соединениями, обеспечивающими тампонажному раствору требуемые свойства. Одной из таких разработок самовосстанавливающего материала яявляется технология получения тампонажных смесей, насыщенных высокомолекулярными полимерными соединениями, обеспечивающими тампонажному раствору необходимые свойства [4–6].

Авторами определены основные требования к тампонажным смесям:

- добавки должны хорошо растворяться в пресной и пластовой воде и иметь высокие пластические значения в скважинных условиях, при температуре до 90 °С;
- добавки должны быть инертны по отношению к химически активным веществам, которые могут содержаться в пластовой воде и буровом растворе;
- наличие добавок в цементной смеси не должно менять ее реологические свойства и физико-механические характеристики цементного камня.

Рассмотрев ряд добавок, авторы определили, что под требуемые показатели наиболее полно подходит химическое соединение двух сополимеров: акриламида и диаллилдиметиламмония хлорида (реагент САиДДХ). На основе этого реагента (САиДДХ) получаются суспензии в жидком и твердом (в виде гранул) состоянии, каждая из которых может быть применена в цементном растворе с соблюдением вышеуказанных требований [1–2].

Влияние комплексного реагента САиДДХ на свойства цементных растворов и камня

Комплексный реагент САиДДХ может быть представлен в виде гранул либо порошка. Реагент САиДДх в виде порошка растворяется в воде и используется в жидком состоянии для приготовления цементного раствора. Реагент САиДДХ в жидком виде хорошо растворяется как в пресной, так и в пластовой воде, устойчив к солям, которые могут содержаться в пластовой воде и буровом растворе, а также к высоким температурам (до 250 °С).

Реагент САиДДХ в гранулах различного размера при взаимодействии с водой поглощает воду и превращается в суспензию, при этом увеличивается в размерах от 100 до 1 000 раз в сравнении с его собственной массой.

При включении реагента САиДДХ в виде гранул в цементный камень добавка будет нейтрализовать возможные прорывы пластовой воды в заколонное пространство, возникшие в цементном камне в процессе эксплуатации скважины, а также вследствие своих свойств изменять свою структуру.

Реагент САиДДХ в жидком виде будет повышать коэффициент седиментационной устойчивости в цементном растворе и снижать фильтрацию раствора. Преимуществом использования реагента САиДДХ является то, что реагент в жидком виде иммобилизует часть жидкости затворения, что приводит к образованию тиксотропной структуры [1].

При проведении исследований в качестве основы цементного раствора применялся портландцемент в соответствии с требованиями ГОСТ 1581-2019, ГОСТ 34532-2019. Использовался тампонажный цемент двух типов: ПЦТ-1-50 и ПЦТ-1G-СС-1.

В лабораторных исследованиях использовались цементные растворы двух типов на основе цементов: ПЦТ-1-50 для облегченного раствора, используемого в верхних интервалах, и ПЦТ-1G-СС-1 для тяжелого раствора, используемого в интервалах продуктивного пласта.

В рамках исследования по поглощению и удержанию в своей структуре объема воды был проведен подбор реагента ССАиДХ в зависимости от размеров гранул в сухом/твердом виде в нейтральной среде (pH = 7). На рисунке 1 показана динамика изменения размеров частиц (0,5 мм, 1,0 мм, 1,5 мм) реагента САиДДХ во времени [1–4].

На рисунке 1 показана зависимость набухания реагента САиДДХ от размера гранул во времени, где видно, что после 60 мин. пребывания в воде реагент превращается в суспензию и увеличивается в размерах. Наибольшие значения показывают частицы диаметром 1,5 мм.

Были разработаны составы цементных смесей, в которых использовались различные по размеру гранулы добавки САиДДХ. Исследования показали, что чем крупнее размер реагента, тем больше его набухаемость. Далее данная цементная смесь на основе ПЦТ-1G-СС-1 и плотностью 1 900 кг/м^3 исследовалась на прочность цементного камня. Результаты исследований показаны на рисунке 2.

Полученные результаты показывают влияние размера частиц реагента (САиДДХ) в виде гранул на прочность цементного камня. Увеличение размера частиц реагента значительно снижает его прочность (рис. 2). Наибольшая прочность камня получена при размере гранул до 0,5 мм, что позволяет рекомендовать эту фракцию для дальнейшего использования. Увеличение размера гранул реагента (САиДДХ) до 1–1,5 мм негативно сказывается на прочности цементного камня, поэтому в дальнейших исследованиях использовался данный реагент с размером гранул до 0,5 мм в сухой форме.

Совместное введение реагента (САиДДХ) в гранулярном и жидком состоянии показало повышение прочностных характеристик цементного камня по отношению с аналогичными показателями при введении реагента по отдельности, что дало синергетический эффект, проявляющийся в повышении прочности цементной композиции по сравнению с цементным камнем с добавками реагента по отдельности. Результат совместного введения реагента САиДДХ показан на рисунке 3.

Для цементных растворов значение водоотдачи является важным показателем, поскольку наличие воды в растворе влияет на время загустевания цементного раствора при затворении в процессе крепления скважины, и на период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ), что, в свою очередь, влияет на крепость цемента. На основании этих результатов наибольший эффект дает комплексная форма реагента САиДДХ, состоящая из жидкой (отвечающей за водоотдачу) и гранулярной (водонабухающей) формы.

Для поиска оптимальной концентрации комплексного реагента САиДДХ были приготовлены образцы, содержащие от 0 до 1 % реагента, при постоянном соотношении (1:1)

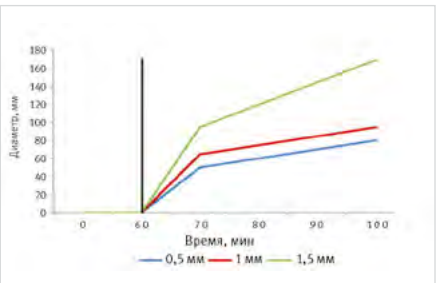


Рис. 1. Зависимость размера гранул на набухания реагента САиДДХ во времени
Fig. 1. Dependence of granule size on swelling of the SAiDDC reagent over time

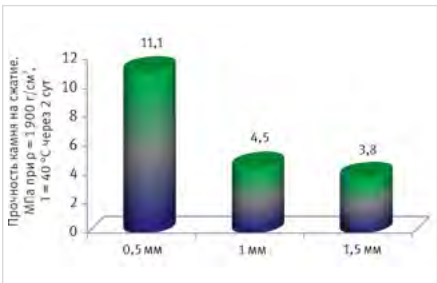


Рис. 2. Зависимость прочности цементного камня от размера частиц реагента ССАиДХ
Fig. 2. Dependence of the strength of cement stone on the particle size of the SSAiDC reagent

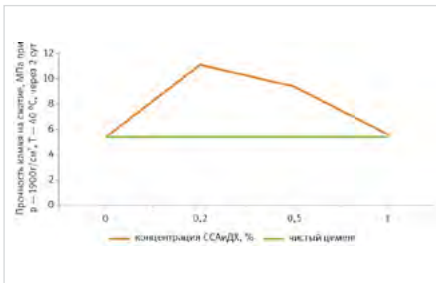


Рис. 3. Предел прочности на сжатие цементного камня при совместном введении реагента САиДДХ в цемент ПЦТ -1G-СС-1
Fig. 3. Ultimate compressive strength of cement stone with the joint introduction of the SAiDDH reagent into PCT-1G-CC-1 cement

жидкой формы и гранулярной размером 0,5 мм. Для полученных образцов проведены исследования прочности цементного камня на сжатие и изгиб. Полученные результаты приведены на рисунках 3–5.

Из рисунка 5 видно, что концентрация реагента 0,2 % от массы цемента имеет наилучшие показатели предела прочности на сжатие. Дальнейшее увеличение содержания комплексного реагента САиДДХ дает снижение прочностных свойств цементного камня.

Полученные оптимальные цементные смеси с добавкой 0,2 % реагента САиДДХ в комплексном виде были исследованы на основные технологические параметры. В качестве основных параметров, влияющих на твердение цементной смеси, были рассмотрены температура, время загустевания цементного раствора, время набора прочностных характеристик (ОЗЦ) и концентрация реагента САиДДХ. Температуры, при которых проводились исследования, приближены к пластовым условиям — от 22 до 40 °С, концентрация реагента САиДДХ — 0,2 %, продолжительность исследования — от 1 до 28 сут. Основным показателем оптимизации определен предел прочности на сжатие цементного камня. В таблицах 1 и 2 приведены результаты проведенных замеров.

Из таблицы 1 видно, что для предложенного модифицированного состава растекаемость цементного раствора практически не зависит от водоцементного отношения пробы.

Для проведения качественного цементирования обсадных колонн необходимо, чтобы цементный раствор имел минимальное значение водоотдачи, с сохранением воды в цементном растворе в количестве, необходимом для полной гидратации цемента. Для выполнения этих условий предлагается использовать реагент САиДДХ в жидком состоянии, который иммобилизует часть жидкости затворения, что приводит к образованию тиксотропной структуры.

Результаты исследования фильтрационных свойств рассматриваемых цементных смесей при температуре 22 °С в зависимости от кривизны ствола скважины приведены в таблице 2, а оценка времени загустевания цементного раствора — в таблице 3. Для исследования были взяты цементные составы ПЦТ-1-50 плотностью 1 850 кг/м^3 и ПЦТ-1G-СС-1 плотностью 1 900 кг/м^3.

Из таблицы 2 видно, что седиментация тампонажного раствора не зависит от угла наклона модели (30°–90°) и будет одинаково работать в наклонно-направленных, горизонтальных и пологих скважинах. Исследования показали, что при концентрации 0,2 % комплексного реагента САиДДХ в виде жидкости и гранул (в соотношении 1:1) в цементной смеси водоотделение у нее отсутствует, показатели фильтратоотдачи для этого тампонажного цемента — до 50 мл за 30 мин.

Для приготовления и закачки данных цементных растворов применяются стандартные механизмы и оборудование. Количество комплексной добавки выбирается в зависимости от условий и характеристик цементного раствора для выполнения работ и подбирается экспериментально.

Табл. 1. Основные характеристики цементного раствора и цементного камня ПЦТ-1-50, с добавкой 0,2 % реагента ССАиДХ в комплексном виде (Т = 22 °С)
Tab. 1. Main characteristics of cement mortar and cement stone PCT-1-50, with the addition of 0,2 % SSAiDC reagent in complex form (T = 22 °C)

Характеристика	Водоцементное отношение			
	0,5	0,6	0,8	1,0
Плотность раствора, кг/м^3	1 850	1 700	1 600	1 500
Растекаемость, мм	250	250	250	250
Время загустевания, мин	240–250	300–310	330–360	400–450
Предел прочности цем. камня через 2 сут, МПа				
- при изгибе	6,9	5,3	4,2	3,6
- при сжатии	23	22,2	13,2	11,2

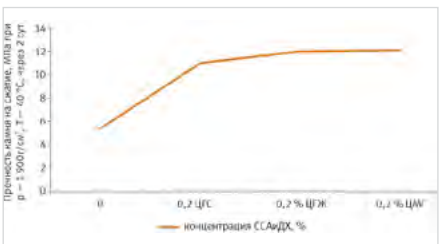


Рис. 4. Предел прочности на сжатие цементного камня с добавкой реагента САиДДХ в комплексном виде
Fig. 4. Ultimate compressive strength of cement stone with the addition of the SAiDDH reagent in complex form

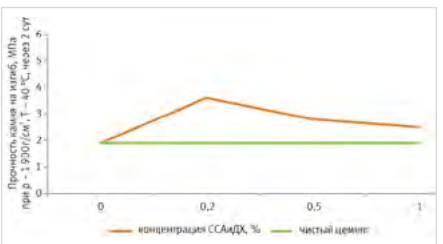


Рис. 5. Зависимость предела прочности цементного камня на изгиб от количества добавки комплексного реагента САиДДХ в цементе ПЦТ -1G-СС-1
Fig. 5. Dependence of the tensile strength of cement stone on bending on the amount of additive of the complex reagent SAiDDH in PCT-1G-CC-1 cement

Наличие газа и флюидонапорного пласта усиливает вытеснение остаточной воды из формирующейся в цементном растворе жидкости затворения. Результаты дальнейших исследований по газопроницаемости представлены в таблице 3.

В таблице 3 приведены результаты испытания на газопроницаемость исследуемых образцов цементного камня с разной плотностью 1 500 кг/м^3 и 1 900 кг/м^3 с добавлением комплексной добавки (САиДДХ). Образцы цементного камня после проведения исследований на тестере миграции газа и хранение его в течении 24 ч и 48 ч во влажных условиях при температуре 40 °С показали, что образец с плотностью 1 900 кг/м^3 характеризуется более низкими показателями на сжатие и изгиб по сравнению с образцами плотностью 1 500 кг/м^3. Выяснилось также, что скорость прохождения газа зависит от плотности упаковки цементных частиц. На основании полученных результатов выданы рекомендации по использованию цементного камня с плотностью 1 500 кг/м^3 для перекрытия газовых пластов.

Определение «эффекта самозалечивания» у образцов цементного камня проводилось на экспериментально разработанной в ООО «РН-БашНИПИнефть» установке (рис. 6).

Испытания проводились следующим образом. В модель 2, представляющую собой цилиндрическую камеру, заливается цементный раствор с комплексной добавкой (САиДДХ) концентрацией 0,2 %, в которой создаются вертикальные искусственные каналы одинакового диаметра. Искусственные каналы создавались при помощи металлических нитей определенного диаметра, пропущенных через цементный камень. По мере набора прочности нити были удалены, и в теле цементного камня остались сквозные каналы. Через трубу 1 подается водосодержащая жидкость с определенным расходом и давлением, которая проходит через образец по искусственно созданным каналам. По количеству жидкости, прошедшей через образец и попадающей в емкость 3, определялся показатель перколяции[3]. Таким же образом для сравнения провели испытания тампонажного цемента без добавки. Результаты исследования представлены на рисунке 7.

На основании проведенных исследований можно сделать заключение, что предложенный комплексный реагент САиДДХ в концентрации 0,2 % показал наилучший результат: количество отфильтрованной воды за первый час, как и до конца исследования в целом, было на 55 % меньше, чем у образцов без добавок (рис. 7), т.о., эксперимент показал, что комплексный реагент (САиДДХ) удерживает жидкость в поврежденном цементном камне и обеспечивает «эффект самозалечивания» [1–7].

По результатам исследований был сделан вывод, что использование комплексной добавки реагента (САиДДХ) положительно сказывается на «эффекте самозалечивания» цементного камня. Показатель перколяции определяется по количеству жидкости, прошедшей через образцы камня с искусственными каналами одинакового диаметра [1–7].

Таким образом, экспериментально подтверждено, что цементнополимерные материалы из тампонажного раствора и камня с добавкой реагента САиДДХ при концентрации 0,2 % не оказывают негативного влияния на его основные технологические свойства,

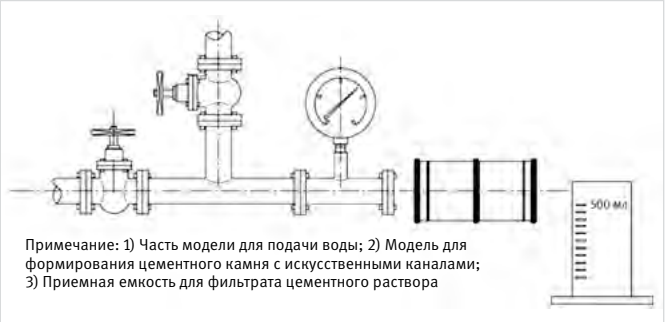


Рис. 6. Схема проведения исследований по определению «эффекта самозалечивания»
Fig. 6. Scheme of research to determine the "self-healing effect"

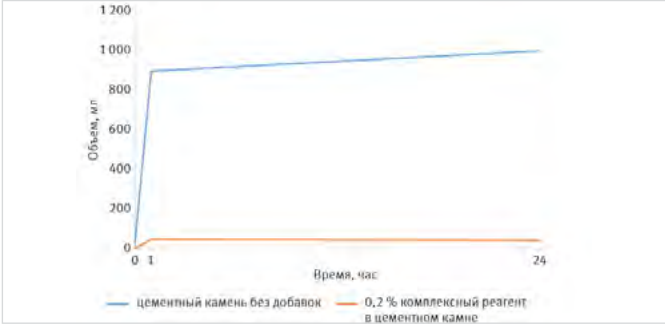


Рис. 7. Результаты испытаний цементного камня на гидропрорыв
Fig. 7. Results of tests of cement stone for hydraulic breakthrough

удовлетворяют требованиям крепления скважин при температуре 40 °С, а также имеющейся у нее способности удерживать жидкость в поврежденном цементном камне что обеспечивает «эффект самозалечивания».

Итоги

Разработанная добавка к цементной смеси доказала возможность восстановления целостности цементном камня в кольцевом пространстве ствола скважины за счет набухания реагента САиДДХ, входящий в состав цементного камня в виде гранул. Лабораторные исследования показали, что цементный камень с комбинированной добавкой САиДДХ не теряет свои прочностные характеристики. Использование данного реагента не требует дополнительного технологического оборудования, как при приготовлении цементной смеси, так и при проведении цементажа непосредственно на скважине, реагент российского производства и не зависит от импортных поставщиков. Тестовые испытания показали перспективность данной разработки для дальнейшего внедрения в производство.

Выводы

- Разработка новых добавок к тампонажным составам может способствовать повышению качества крепления скважин, обеспечить «эффект самозалечивания» и является одним из перспективных путей уменьшения заколонных перетоков.
- Изменение доли твердого (в гранулах) и жидкого реагента в комплексной добавке не сказывается на прочностных характеристиках цемента, оптимальное соотношение реагента — 1:1.
- В разработанном тампонажном составе с образцом добавки комплексного реагента (САиДДХ) в концентрации 0,2 % по истечении 1 ч. и в последующем 24 ч. отфильтровалось наименьшее количество жидкости. В сравнении с бездобавочным образцом объем отфильтрованной жидкости составил на 55 % меньше, что подтверждает способность комплексного реагента (САиДДХ) в гидрофобном состоянии удерживать жидкость в поврежденном цементном камне и обеспечивать «эффект самозалечивания».
- Экспериментально подтверждено, что цементнополимерные материалы из тампонажного раствора и камня с добавкой комплексного реагента (САиДДХ) при концентрации 0,2 % к цементному раствору не оказывают негативного влияния на его основные технологические свойства.

Табл. 2. Влияние реагента САиДДХ на фильтрационные свойства цементных растворов
Tab. 2. Effect of the SAiDDC reagent on the filtration properties of cement mortars

Вид вяжущего	Фильтратоотдача, мл, за 30 мин	Водоотделение, %, 250 мл за 2 ч (угол наклона модели скважины в град.)			
		30°	45°	60°	90°
ПЦТ-1-50	440	20,0	20,0	20,0	20,0
ЦГС	60	0	0	0	0
ЦГЖ	50	0	0	0	0
ЦМГ	43	0	0	0	0
ПЦТ-1G-СС-1	643,7	5,0	5,0	5,0	5,0
ЦГС	70	0	0	0	0
ЦГЖ	50	0	0	0	0
ЦМГ	50	0	0	0	0

Примечание: условные обозначения для цементов ПЦТ-1-50 плотностью 1 850 кг/м^3, ПЦТ-1G-СС-1 плотностью 1900 кг/м^3): ЦГС — цемент с добавкой реагента САиДДХ в гидрофобном состоянии (водонабухающий); ЦГЖ — цемент с добавкой реагента САиДДХ в гидрофильном (жидком) состоянии; ЦМГ — цемент с добавкой реагента в комплексном виде (водонабухающем и жидком состоянии)

Табл. 3. Результаты исследований тампонажного камня на газопроницаемость
Tab. 3. Results of tests of cement stone for gas permeability

Образец	Плотность, кг/м^3	Состав	Перепад давл газа при тестировании, МПа	Расход газа см^3/мин	Проница-емость, мкм^2·10-3
Время твердения 24 часа при давлении 15 МПа и t- 40 °С					
1	1 500	ЦГС	0,07	1,6	Нет
2	1 500	ЦГЖ	0,111	1,6	Нет
3	1 500	ЦГМ	0,21	1,6	Нет
4	1 900	ЦГМ	0,21	1,7	0,04
Время твердения 48 часа при давлении 15 МПа и t-40 °С					
1	1 500	ЦГС	0,07	1,5	Нет
2	1 500	ЦГЖ	0,12	1,5	Нет
3	1 500	ЦГМ	0,22	1,5	Нет
4	1 900	ЦГМ	0,21	1,7	0,1

- На текущий момент идут исследовательские работы по данному направлению, рассматривается возможность проведения ОПР.

Литература

1. Галиев А.Ф. Комплексное решение вопроса повышения вопроса повышения качества крепления скважины

в терригенных отложениях. Диссертация. 2021. 149 с.
2. Галиев А.Ф., Агзамов Ф.А. Цементно-полимерные материалы для крепления скважин // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2021. Т. 3. № 3. С. 24–31.
3. Шайдуллин В.А., Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф., Ахмеров И.А., Турдыматов А.Н., Мухаметшин В.Ш. Подбор технологии ограничения водопритока в терригенных пластах с монолитным строением // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 7. С. 34–38.
4. Ядрин В.В., Линд Ю.Б., Галиев А.Ф. Применение современных информационных технологий прогнозирования поглощений с целью их предупреждения при проектировании строительства скважин и эффективной ликвидации в процессе бурения // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. № 1. С. 80–86.
5. Мукминов Р.Р., Никулин В.Ю. Применение состава с мгновенной фильтрацией для контроля поглощений при глушении скважин, эксплуатирующих низкотемпературные терригенные коллекторы Восточной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 76–80.
6. Агзамов Ф.А., Исмагилова Э.Р. Самозалечивающиеся цементы – ключ к сохранению герметичности крепи скважин. Часть 2. // Нанотехнологии в строительстве. 2019. Т. 11, № 6. С. 730–742.
7. Буглов Н.А., Бутакова Л.А., Шакирова Э.В. Аверкина Е.В. Использование отходов кремниевого производства в качестве добавок, улучшающих технологические показатели тампонажных растворов // Известия Томского Политехнического Университета. Инжиниринг Георесурсов. 2022. Т. 333. № 6. С. 122–130.

ENGLISH

Results

The developed additive to the cement mixture have proved the possibility of integrity restoration for the cement stone in the ring space of the borehole due to the swelling of the complex reagent copolymer of acrylamide and diallyldimethylammonium chloride (CADC), which is part of the cement stone in the form of granules. Laboratory tests have shown that cement stone with the combined CADC additive doesn't lose its strength characteristics. The use of this reagent doesn't require additional technological equipment, both during the preparation of the cement mixture and directly in cementation at the well, the reagent is local-made and doesn't depend on imported suppliers. Test trials have shown the prospects of this development for further implementation into production.

Conclusions

- The development of new additives to grouting compounds can help improve the quality of well-casing, provide a "self-healing effect" and represents one of the promising ways to reduce backwater flows.
- The change in proportions of solid (in granules) and liquid reagent in the complex additive doesn't affect the strength characteristics of cement, the optimal ratio of the reagent is 1:1.
- In the developed grouting composition with a sample of an additive of a complex reagent (CADC) in a concentration of 0,2 % after 1 hour and in the following after 24 hours, the smallest amount of liquid has been filtered out. In comparison with the additive-free sample, the volume of the filtered liquid has been 55 % less, which confirms the ability of the complex reagent (CADC) in hydrophobic state to retain liquid in the damaged cement stone and provide a "self-healing effect".
- It has been confirmed experimentally that cement polymer materials made of grouting mortar and stone with the addition of a complex reagent (CADC) at a concentration of 0,2 % to the cement mortar don't affect negatively its basic technological properties.
- At the moment, research is being carried out on this issue, and the possibility of conducting pilot works is being considered.

References

1. Galiev A.F. Comprehensive solution to the issue of improving the quality of well support in terrigenous sediments. Disertaciya. 2021. 149 p. (In Russ).
2. Galiev A.F., Agzamov F.A. Cement-polymer materials for well casting. Kazakhstan journal for oil & gas industry, 2021, Vol. 3, issue 3, P. 24–31. (In Russ).
3. Shajdullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F., Ahmerov I.A., Turdymatov A.N., Muhametshin V.Sh. Selecting the water shut-off technology for monolithic terrigenous formations. Neft. Gas. Novacii, 2021, issue 7, P. 34–38. (In Russ).
4. Yadrin V.V., Lind Yu.B., Galiev A.F. The use of modern information technologies for loss prediction in order to prevent them in the design of well construction and effective elimination during drilling. Problems of gathering, treatment and transportation of oil and oil products, 2023, issue 1, P. 80–86. (In Russ).
5. Mukminov R.R., Nikulin V.Yu. The utilization of composition with spurt loss for control absorptions during killing wells in low-temperature terrigenous reservoirs in Eastern Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 76–80. (In Russ).
6. Agzamov F.A., Ismagilova E.R. Self-healing cements - the key to maintaining the integrity of cement sheath. Part 2. Nanotechnologies in construction, 2019, Vol. 11, issue 6, P. 730–742. (In Russ).
7. Buglov N.A., Butakova L.A., Shakirova E.V. Averkina E.V. Use of silicon production wastes as additives improving the process properties of the cement slurries. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering, 2022, Vol. 333, issue 6, P. 122–130. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ядрин Виктор Васильевич, старший эксперт бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: yadrinvv@bnipi.rosneft.ru

Мардаганиев Тимур Ринатович, начальник управления проектирования и мониторинга строительства скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Зинатуллина Элина Рустемовна инженер строительного отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Галиев Алмаз Физратович, г.х.н., главный специалист управления проектирования и мониторинга строительства скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Yadrin Victor Vasilyevich, senior expert of the bureau of senior experts, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: yadrinvv@bnipi.rosneft.ru

Mardaganiev Timur Rinatovich, head of the design and monitoring department for well construction, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Zinatullina Elina Rustemovna, engineer of the construction department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Galiev Almaz Fizratovich, g.d., chief specialist of the well construction design and monitoring department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-113-117 УДК 658.012.011.56:621.398 I Научная статья

О продлении срока службы автоматизированной системы управления технологическим процессом ГОФО-2/Ямал

Кутыгин И.А.[1,2], **Еремин Н.А.**[2,3], **Басниева И.К.**[2]
[1]ООО «Информтрансгаз», Москва, Россия, [2]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия,
[3]Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия
itg@informtransgas.ru

Аннотация
Развитие и совершенствование автоматизированных систем управления технологическими процессами на газотранспортных предприятиях на базе платформенных программных продуктов является актуальной задачей. АСУТП ГОФО-2 представляет собой одну из крупнейших в мире автоматизированных систем управления технологическими процессами транспортировки газа. Программно-аппаратный комплекс является открытым и гибким инструментом для решения задачи продления срока службы АСУТП ГОФО-2, которая позволит снизить вложения и минимизировать риски. Инновационное развитие газотранспортной системы (ГТС), внедрение новых технологий и усложнение используемого оборудования способствует усовершенствованию автоматизированных систем управления технологическими процессами.

Материалы и методы
В ходе данной работы выстроены основные направления по модернизации автоматизированной системы управления технологическим процессом транспорта газа ГОФО-2/Ямал в части безударного перехода на новый комплекс технических средств для интеграции информационных и кибернетических процессов и создания единого информационного пространства.
В основе модели безударного перехода лежит метод интеграции существующей на уровне ЦДП объектно-ориентированной иерархической базы данных SCADA в модернизированную систему.
Для ранжирования выполнения работ по капитальному ремонту использованы методы оптимального планирования вывода оборудования в ремонт на основе специальных алгоритмов многофакторной оптимизации, учитывающих предиктивный анализ состояния оборудования, регламент работ, доступность бригад и материалов, а также прогноз загруженности оборудования на основе алгоритмов машинного обучения.

Ключевые слова
срок службы, автоматизированные системы управления технологическими процессами, АСУТП, диспетчерское управление, информационные системы контроля, транспортировка газа

Для цитирования
Кутыгин И.А., Еремин Н.А., Басниева И.К. О продлении срока службы АСУТП ГОФО-2/Ямал // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 113–117
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-113-117

Поступила в редакцию: 22.10.2023

UDC 658.012.011.56:621.398 I Original Paper

On extending the service life of process automation systems, process control systems GOFO-2/Yamal

Kutygin I.A.[1,2], **Eremin N.A.**[2,3], **Basnieva I.K.**[2]
[1]"InformtransGaz" LLC, Moscow, Russia, [2]Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia, [3]Northern (Arctic) federal university, Arkhangelsk, Russia
itg@informtransgas.ru

Abstract
The development and improvement of automated process control systems at gas transportation enterprises based on platform software products is relevant task. The process control system GOFO-2 is one of the world's largest automated control systems for technological processes of gas transportation. The software and hardware complex are open and flexible tool for solving the problem of extending the service life of the automated process control system GOFO-2, which will reduce investments and minimize risks. The development of the gas transportation system, implementation of new technologies and refinement of the equipment contribute to the improvement of automated process control systems.

Materials and methods
The main tendency for modernization the automated control system for the technological process of gas transport GOFO-2/Yamal were developed during this work, in terms of: shock-free transition to a new set of technical facilities for integrating information and cybernetic processes and creating a unified information space.
The shockless transition model is based on the method of integrating an object-oriented hierarchical SCADA database existing at the data center into a modern system.
To organize the overhaul work, methods of optimal planning for the removal of equipment for repair were used based on special multifactor optimization algorithms that take into account predictive analysis of the condition of equipment, work schedule, availability of crews and materials, as well as forecast of equipment load based on machine learning algorithms.

Keywords
service life, process automation systems, process control systems, dispatch control, gas transportation

For citation
Kutygin I.A., Eremin N.A., Basnieva I.K. On extending the service life of process automation systems, process control systems GOFO-2/Yamal. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 113–117. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-113-117

Received: 22.10.2023

Автоматизированная система управления технологическим процессом газотранспортных систем (АСУТП) ГОФО-2/Ямал (Система) является крупнейшей в ПАО «Газпром» автоматизированной информационной системой контроля и управления объектов транспортировки и газа, где ГОФО (GOFO (GazOduc D & Apos; Urengoy – Frontière Ouest) складывается из названия «Газопровод Уренгой — западная граница». Комплекс сочетает в себе открытость и гибкость для масштабирования и интеграции новых программных приложений, высокий уровень надежности и резервирования, большой потенциал развития функциональных возможностей и является неотъемлемой частью диспетчерского управления газотранспортной системой (ГТС). АСУТП надежно и без сбоев обеспечивает управление транспортировкой газа потребителям.

АСУТП ГОФО-2/Ямал представляла собой целостную платформу многоуровневой автоматизированной системы, обеспечивающей контроль состояния и управление технологическим оборудованием газотранспортных систем с выводом данных на экраны автоматизированных рабочих мест операторов и видеостену. Многоуровневый диспетчерский комплекс построен на принципах системы реального времени SCADA в составе единых диспетчерских рабочих мест, включая комплексы сбора и средства обработки информации на базе серверов. Содержит современные инструменты хранения, анализа и обработки больших объемов информации, управления базами данных, их взаимодействия, сбора и предоставления данных пользователями.

Система обеспечивает вертикальную и горизонтальную интеграцию всех систем диспетчерского управления и систем локальной автоматики в режиме реального времени. Горизонтальная интеграция обеспечивает обмен информацией между линейными производственными управлениями (ЛПУ), а также с граничными газотранспортными центральными диспетчерскими пунктами (ЦДП).

Архитектура Системы включает в себя следующие основные подсистемы (рис. 1):

- двухуровневая интеграционная платформа, которая обеспечивает выполнение функций сбора и первичной обработки информации из подсистем нижнего уровня;
- диспетчерский сегмент, реализующий основные функции анализа и предоставления данных пользователям;
- хранилище, которое осуществляет хранение всей информации, необходимой для реализации функций оперативно-диспетчерского контроля и управления в соответствии с единой объектно-ориентированной моделью данных, описывающей деятельность предприятия (разработчик ООО «Информтрансгаз» (ООО ИТГ);
- подсистема администрирования, предназначенная для контроля, настройки и управления функционированием аппаратных и программных средств АСУТП в оптимальном режиме.

Первый уровень управления — центральный диспетчерский пункт Системы

Обеспечивает информационное взаимодействие со всеми филиалами (ЛПУМГ), входящими в структуру (рис. 1).

Программное обеспечение Системы ЦДП выполняет следующие технологические функции:

- мониторинг объектов магистральных газопроводов в реальном времени;
- оперативный контроль и анализ режима работы ГТС;
- информационная поддержка диспетчерских и производственных служб аппарата управления Общества и ЛПУМГ;
- автоматическое формирование оперативных данных в реальном времени для ЦПДД;
- передача информации смежным газотранспортным обществам в реальном времени;
- архивирование положения кранов ГТС;
- автоматическое формирование оперативных данных для «Автоматизированного журнала диспетчера ЦДП»;
- накопление и хранение технологических данных, полученных от внешних систем сбора информации;
- передача сообщений на уровень ЛПУМГ и ЦДП (электронная почта);
- автоматическая подготовка данных для расчета режима работы ГТС с использованием «Комплекса моделирования и оптимизации» с передачей по интернету

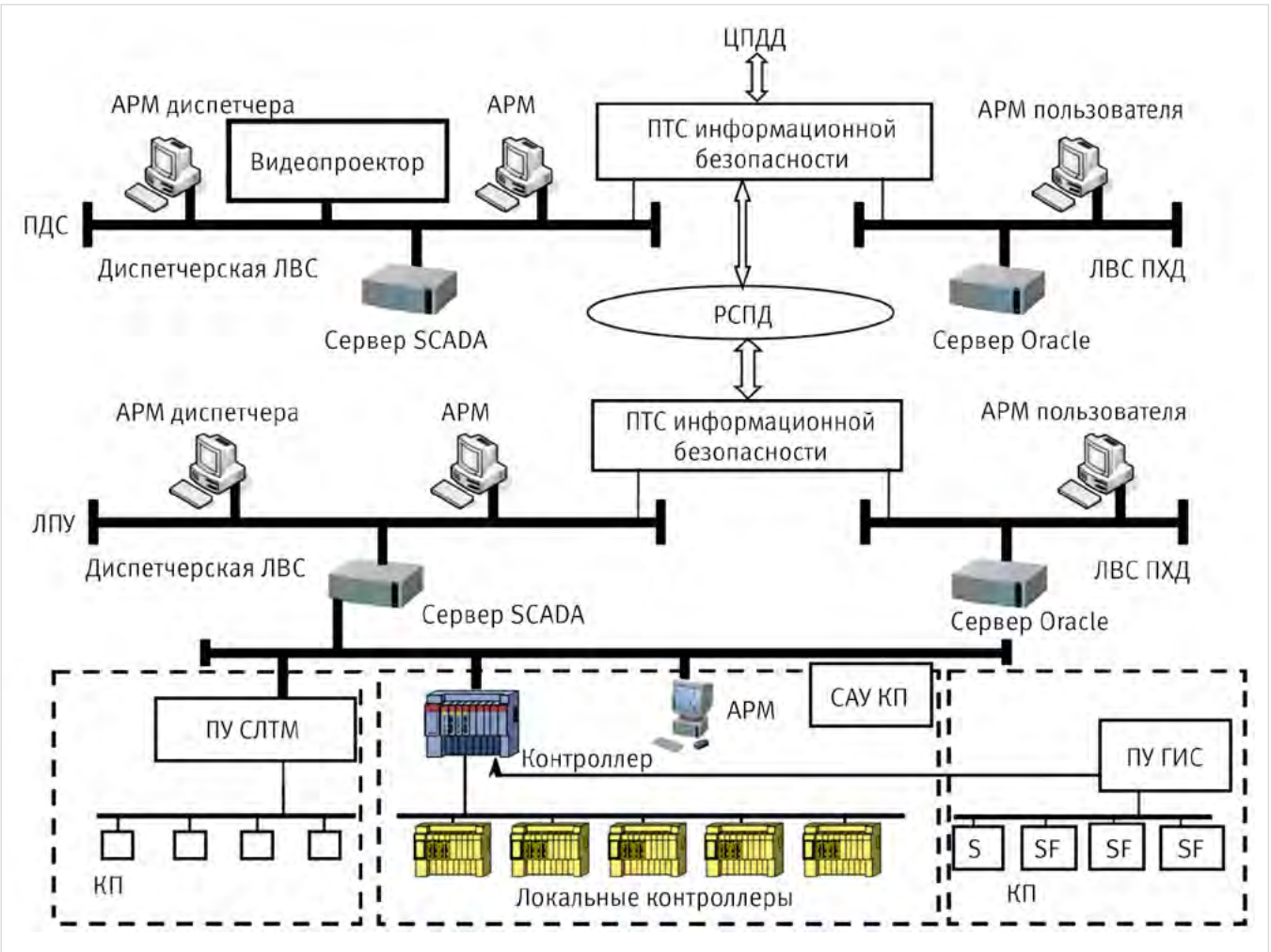


Рис. 1. Многоуровневая система диспетчерского управления на базе АСУТП ГОФО-2/Ямал
Fig. 1. Multi-level dispatch control system based on automated process control system GOFO-2/Yamal

расчетной информации в ЛПУМГ;
- диагностика работоспособности всех информационных компонентов Системы;
- администрирование Системы.

Комплекс программно-технических средств Системы ЦДП состоит из следующих компонентов:
- сервер Системы супервизорного контроля и сбора данных в реальном масштабе времени SCADA, обеспечивающий подключение к диспетчерской ЛВС Общества и к системам технологического управления ЛПУМГ;
- АРМ диспетчер Общества на базе трех рабочих станций;
- АРМ инженер-технолог на базе двух рабочих станций;
- сетевое и вспомогательное оборудование диспетчерской ЛВС Общества;
- стандартные пакеты программного обеспечения диспетчерской ЛВС ЦДП;
- прикладные программы и отображение информации.

Центральным элементом архитектуры является база данных реального времени SCADA-системы (рис. 2), которая обеспечивает:
- ведение большой базы данных реального времени со сложной обработкой информации;
- стыковки с различными средствами автоматизации ГТС и возможностью подключения новых систем управления;
- многозадачную обработку;
- многопользовательскую работу, поддержку большого числа АРМ и «кликлиентов»;
- ведение «глубокой» ретроспективы.

База данных реального времени представляет собой не просто иерархическую, а объектно-ориентированную иерархическую базу данных. Поддержка объектного подхода позволяет оперировать данными с использованием современных технологий объектно-ориентированного проектирования и программирования, что давно уже стало стандартом построения сложных систем.

На уровне ЦДП функционирует «Платформа разработки программного обеспечения» для поддержки и развития системы диспетчерского управления. Платформа ПО состоит из следующих компонентов:
- сервер поддержки прикладной системы «Конфигуратор» и двух терминалов специалистов по конфигурации;
- стандартный пакет ПО АРМ «Конфигуратор», SCADA-системы;
- сервер разработки программных средств и терминалов специалистов по разработке программ;
- стандартный пакет ПО АРМ по разработке программных средств;
- сетевого и вспомогательного оборудования ЛВС-платформы по производству программных средств.

Второй уровень управления — диспетчерский пункт ЛПУ АСУТП ГОФО-2

Взаимодействует с локальными системами автоматики (СА) (рис. 1) и обеспечивает контроль и управление объектами газотранспортной системы. Система обеспечивает интеграцию разнотипных средств автоматизации объектов газопроводов. Существуют хорошо отработанные методики расширения набора скан-задач при подключении новых систем автоматики и реализации новых программных протоколов обменов с ними.

Особое внимание уделяется вопросам эксплуатации Системы. Специалисты Обществ осуществляют эксплуатацию, администрирование и развитие АСУТП ГОФО-2/Ямал как в администрации, так и в ее филиалах в части обеспечения бесперебойной работы.

Свыше 15 лет ООО «Газпром трансгаз» (Москва, Нижний Новгород и Саратов) привлекает ООО «ИТГ» для технического обслуживания Системы, а также для проведения ремонтных работ и развития программного обеспечения. Администратор Системы и специалисты ООО «ИТГ» регулярно анализируют системный журнал администратора и ситуаций, приводящих к ошибкам функционирования программных и технических средств Системы, устраняют причины возникновения нештатных ситуаций. Разрабатывают методики и патчи для оперативного исправления или нейтрализации ошибок в исполняемой программе. Обеспечивают поддержание базы данных реального времени в актуальном и работоспособном состоянии. Восстанавливают информационное взаимодействие при возникновении сбоев. Выполняют необходимые доработки программного обеспечения при применении новых серверов с различными версиями операционной системы, а также осуществляют перенастройку программно-технических средств Системы при изменении конфигурации базовых программных средств. Проводят работы по повышению отказоустойчивости Системы, расширению и совершенствованию функциональных возможностей Системы в соответствии с требованиями пользователей. Осуществляют консультации и обучение пользователей работе с Системой, с внедряемыми программными средствами, приемам и навыкам работы на рабочих станциях.

Ремонт технических средств осуществляется путем восстановления неисправного оборудования и установки нового оборудования на объектах. Впервые в практике создания автоматизированных систем управления в ПАО «Газпром» разработчик Системы передал пользователям в полном объеме тексты программ, что позволило получить полную независимость от разработчика при сопровождении и совершенствовании Системы. Газотранспортные общества и ООО «ИТГ» являются правопреемниками программного обеспечения АСУТП ГОФО-2/Ямал.

Одним из важных элементов архитектуры Системы является реляционная технологическая база длительного хранения (ТБДХ), которая обеспечивает организацию архивов данных о технологических и производственных процессах. По сути Система является в современных терминах «Цифровым двойником ГТС» в границах объектов, так как информационная модель, представленная данными в ТБДХ, стала виртуальным аналогом реального объекта, который в своих ключевых характеристиках дублирует характеристики ГТС и способен воспроизводить режим его работы в различных ситуациях. Для воспроизведения режимов работы ГТС выполнена интеграция ТБДХ с комплексом моделирования

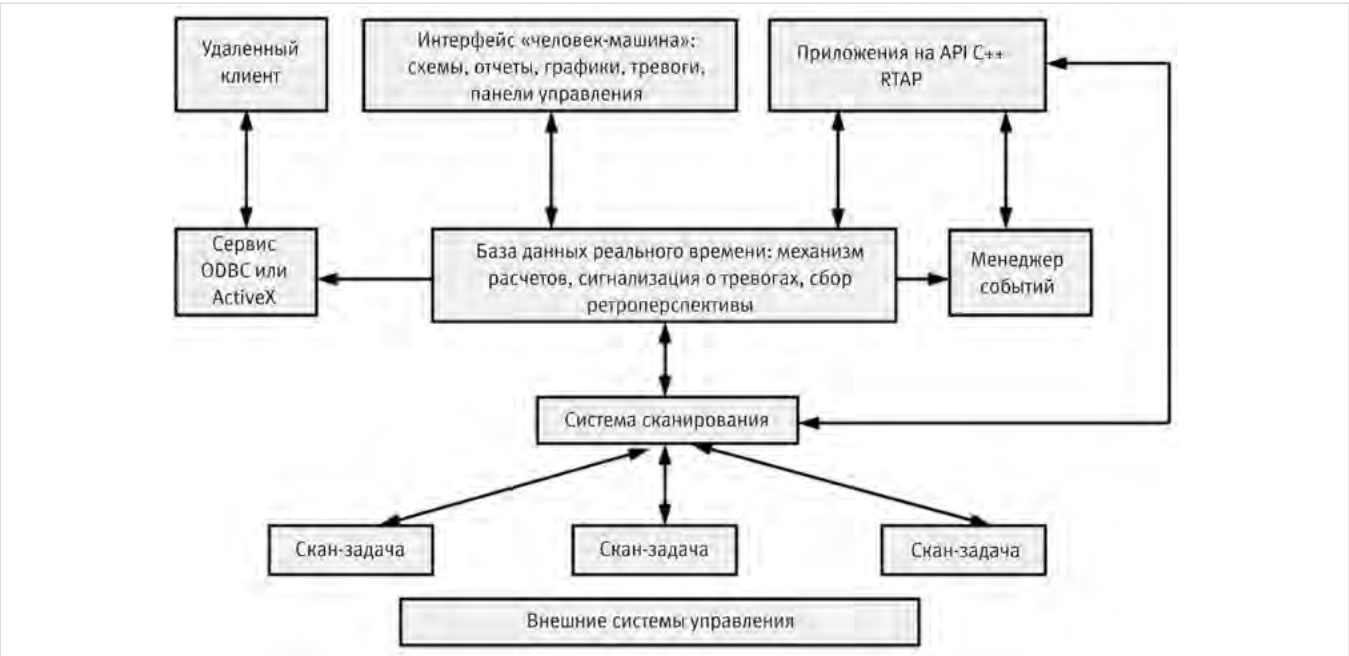


Рис. 2. Структура подсистемы SCADA Системы
Fig. 2. Structure of the SCADA System subsystem

и оптимизации. Это обеспечивает проведение расчетов как фактического режима работы, так и прогнозирование режимов транспорта газа и газопотребления. Систему отличает высокая надежность: так, уже более 20 лет она работает на объектах в круглосуточном режиме практически без сбоев. Это связано, в первую очередь, с надежностью работы программно-технических средств, удаленного централизованного администрирования как верхнего, так и нижнего уровня. Централизованная параметризации объектов ГТС и эксплуатационного обслуживания позволяет обеспечить когерентность баз данных и оперативность устранения сбоев оборудования. При этом немалую роль играет эффективная организации работ по обслуживанию АСУТП ГОФО-2/Ямал [1–4].

Основной отличительной особенностью АСУТП ГОФО-2/Ямал является то, что это единственная в отрасли «большая» многоуровневая распределенная система управления технологическими процессами ГТС. Ее выделяют наличие единой платформы разработки, удаленного централизованного администрирования, система централизованной параметризации объектов газопроводов и эксплуатационного обслуживания, наличие банка программных интерфейсов к системам автоматизации различных производителей, открытость для конечного пользователя, так как поставлены все исходные тексты программных приложений вместе со средой разработки. Гибкость архитектуры Системы позволяет производить легкое масштабирование в соответствии с реальными потребностями пользователей.

В настоящее время большая часть оборудования Системы морально и физически устарела и выработала свой ресурс, пользователь проводит планомерные работы по замене вышедшего из строя комплекса технических средств. Для восстановления ресурса оборудования и подтверждения существующих характеристик АСУТП ГОФО-2/Ямал целесообразно выполнить работы по капитальному ремонту Систем. Модернизация Системы, на наш взгляд, должна предусматривать выполнение следующих основных работ:

- создание платформы для испытаний модернизированной Системы в соответствии с регламентом (повышения глубины импортозамещения ПТС, обеспечения соответствия образцов требованиям);
- переход Системы уровней ЦДП и ЛПУМГ на новую аппаратную платформу;
- переход на новую версию операционной системы;
- модернизация прикладного программного обеспечения Системы и базового программного обеспечения;
- повышение быстродействия Системы;
- внедрение системы публикации данных «Веб-монитор ИТГ»;
- расширение функциональных возможностей Системы в части расширения круга режимно-технологических задач;
- разработка программных методов обнаружения и корректировки недостоверной информации в автоматизированном режиме;
- реализация системы обеспечения информационной безопасности Системы, соответствующей требованиям ПАО «Газпром»;
- устранение аномалий, выявленных за период эксплуатации Системы.

В условиях ограниченного финансирования для определения приоритета выполнения работ по капитальному ремонту необходимо разработать основные критерии и оценку функционирования систем АСУТП ГОФО-2 на объектах Об с учетом следующих критериев:

- загруженность контролируемых технологических объектов;
- количество неполадок/отказов Системы;
- количество информационных каналов Системы;
- количество подключенных систем автоматизации.

Для ранжирования выполнения работ по капитальному ремонту могут быть рекомендованы методы оптимального планирования вывода оборудования в ремонт на основе специальных алгоритмов многофакторной оптимизации, учитывающих предиктивный анализ состояния оборудования, регламент работ, доступность бригад и материалов, а также прогноз загруженности оборудования на основе алгоритмов машинного обучения. По итогам ранжирования систем выполнение работ объектов капитального ремонта может быть распределено по годам.

Итоги

Опыт эксплуатации Системы показал, что она отвечает всем современным требованиям к отраслевой системе оперативно-диспетчерского управления (ОСОДУ) в части интеграции информационных и кибернетических процессов, создания единого информационного пространства, применения информационных технологий для оценки ситуаций и принятия решений, в том числе наличия базы диспетчерских знаний и компьютерных тренажерных комплексов.

В результате расширения функциональности многоуровневой АСУ ТП реализовано предоставление диспетчерскому и производственному персоналу предметно и объектно-ориентированной информации для принятия эффективных, своевременных и обоснованных решений по управлению технологическими комплексами, а также обеспечение информационного уровня в необходимом и достаточном объеме для систем автоматизации бизнес-процессов.

Успешному функционированию способствует наличие единой платформы разработки, удаленного централизованного администрирования и параметризации объектов газотранспортной системы. Открытость для конечного пользователя позволяет осуществлять масштабирование в соответствии с реальными потребностями пользователей.

Апробированное эксплуатационными службами ООО «Газпром трансгаз Москва» функциональное решение АСУ ТП может быть применено при создании типовых решений, позволяющих упростить и ускорить интеграцию как по вертикали диспетчерского управления, так и по горизонтали — по обмену режимно-технологической информацией.

Выводы

В настоящее время большая часть оборудования Системы морально и физически устарела и выработала свой ресурс. Для восстановления ресурса оборудования и подтверждения существующих характеристик АСУТП ГОФО-2/Ямал целесообразно выполнить работы по капитальному ремонту Системы. Это позволит продлить работу АСУТП ГОФО-2/Ямал на долгие годы, а также снизить и защитить риски и затраты ПАО «Газпром» на инновации за счет соблюдения преемственности технических решений, их оптимизации и стандартизации. Работы должны соответствовать «Стратегии развития систем автоматизации производственно-технологических комплексов ПАО «Газпром» на период до 2030 года» в части модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного, выработавшего нормативный срок эксплуатации оборудования, автоматизации и телемеханизации.

Литература

1. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
2. Федеральный закон от 26 июля 2017 года № 187-ФЗ «О безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации».
3. Казначеев П.Ф., Самойлова Р.В., Курчиски Н.В. Применение методов искусственного интеллекта для повышения эффективности в нефтегазовой и других сырьевых отраслях // Экономическая политика. 2016. Т. 11. №. 5. С. 188–197.
4. Панкратов В.С., Ажикин В.А., Степанян А.А. АСДУ транспортом газа. М.: Экон-информ, 2014. 661 с.

ENGLISH

Results

Operating experience of the system has shown that it meets all modern requirements: integration of information and cybernetic processes; creating a unified information space; applying information technologies to make decisions and estimate context, including the availability of a dispatch knowledge base and computer training systems.

As a result of expanding the functionality of the multi-level automated process control system of the subsidiary, it was possible to provide dispatch and production personnel with subject-specific and object-oriented information for making effective, timely and informed decisions on the management of technological complexes, as well as provision the information level in the necessary and sufficient volume for business process automation systems.

Unified development platform, remote centralized administration and parameterization of gas transportation system facilities ensure successful operation. User accessibility allows scaling in accordance with the real needs of users.

The functional solutions of automated process control systems, tested by the operational services of “Gazprom Transgaz Moscow” LLC, can be used to create standard solutions to simplify and speed up integration,

both vertically in dispatch control and horizontally in the exchange of operational and technological information between subsidiaries.

Conclusion

Most of the system's equipment is outdated technologically for the present time and has exhausted its service life. To restore the service life of the equipment and confirm the existing characteristics of the automated process control system GOFO-2/Yamal, it is necessary to carry out major repair work on the systems. This works will make it possible to extend the operation of the automated process control system GOFO-2/Yamal for many years, as well as reduce and protect the risks and costs of "Gazprom" PJSC for innovation by maintaining the continuity of technical solutions, their optimization and standardization. The works must comply with the "Strategy for the development of automation systems for production and technological complexes of "Gazprom" PJSC for the period until 2030", in modernization and replacement of automation and telemechanization equipment that has reached its standard service life.

References

1. Federal Law from 21.07.1997 № 116-FZ "About industrial safety of dangerous production units". (In Russ).
2. Federal Law from 26.07. 2017 № 187-FZ "About security of critical information infrastructure of Russian Federation". (In Russ).
3. Kaznacheev P.F., Samoylova R.V., Kurchisky N.V. Improving efficiency of the oil and gas sector and other extractive industries by applying methods of artificial intelligence. Ekonomicheskaya politika, 2016, Vol. 11, issue 5, P. 188–197. (In Russ).
4. Pankratov V.S., Ajzikin V.A., Stepanyan A.A. Dispatch control system for gas transportation. Moscow: Econ-inform, 2014, 661 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кутыгин Игорь Алексеевич, генеральный директор, ООО «Информтрансгаз», Москва, Россия
Для контактов: itg@informtransgas.ru

Еремин Николай Александрович, д.т.н., профессор, научный руководитель кафедры бурения скважин, разработки нефтяных и газовых месторождений, Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия; профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Басниева Ирина Каплановна, научный сотрудник, Аналитический центр научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук Москва, Россия

Kutygin Igor Alekseevich, general director, "InformtransGaz" LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: itg@informtransgas.ru

Eremin Nikolai Alexandrovich, doctor of technical sciences, professor, scientific director of the department of well drilling, oil and gas field development, Northern (Arctic) federal university, Arkhangelsk, Russia; professor, Gubkin University, Moscow, Russia

Basnieva Irina Kaplanovna, research associate, Analytical center of science-technical forecasting in gas & oil industryof the science, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Science, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-7-118-120 УДК 622.276 I Научная статья

Разработка методики прогнозирования пластовых свойств нефти при помощи машинного обучения

Фрейман О.А.[1], **Еремин Н.А.**[1,2]
[1]САФУ имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия, [2]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
frejman.o@edu.narfu.ru

Аннотация
Пластовые свойства нефти являются одними из основных параметров для решения многочисленных проблем разработки залежей. Экспериментальное определение пластовых свойств нефти требует много времени и затрат. Разработка точной и эффективной модели прогнозирования является актуальной проблемой. Анализ данных пластовых свойств нефти необходим для обоснования эффективного регулирования разработки месторождения. В последние десятилетия были разработаны различные модели для оценки коллекторских свойств пластовых флюидов. Эти ранее опубликованные модели являются эмпирическими, композиционными и основанными на нейронных сетях. В данном исследовании использован метод машинного обучения для прогнозирования показателей разработки нефтяного месторождения и расчета пластовых свойств нефти.

Материалы и методы
Свойства пластовых флюидов были взяты из открытой базы данных по месторождению Вольве, Северное море, норвежский сектор. Методы машинного обучения легли в основу определения пластовых свойств флюидов и расчета технологических показателей разработки.

Ключевые слова
пластовые свойства, нефть и газ, машинное обучение, искусственный интеллект

Работа проведена в рамках плана научно-исследовательских работ очной аспирантуры в Северном (Арктическом) федеральном университете и выполнения государственного задания, номер гос. рег. № НИОКТР в РОСРИД 122022800270-0.

Для цитирования
Фрейман О.А., Еремин Н.А. Разработка методики прогнозирования пластовых свойств нефти при помощи машинного обучения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 118–120. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-118-120

Поступила в редакцию: 17.10.2023

UDC 622.276 I Original Paper

Development of a methodology for predicting reservoir properties of oil using machine learning methods

Freiman O.A.[1], **Eremin N.A.**[1,2]
[1]Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia, [2]Oil and Gas Research Institute RAS , Moscow, Russia
frejman.o@edu.narfu.ru

Abstract
Reservoir properties of oil are necessary to justify the effective regulation of field development. Measurement accuracy in field development depends on reservoir data (eg material balance calculations, reserves estimation, predictive data analysis). Incorrect measurement of reservoir properties can lead to serious errors in the calculation results. In the literature, the influence of reservoir data uncertainty on test results was considered, for example, in material balance equations and estimates of hydrocarbon reserves and the release of more volatile fluids. In recent decades, various models have been developed to assess the reservoir properties of formation fluids, such as empirical, compositional and based on neural networks. In this study, a machine learning method will be used to predict the performance indicators of an oil field and calculate reservoir fluid properties.

Materials and methods
Reservoir fluid properties were taken from a open database for the Volve field, North Sea, Norwegian sector. Machine learning methods formed the basis for determining reservoir properties of fluids and calculating technological development indicators.

Keywords
reservoir properties, oil and gas, machine learning, artificial intelligence

For citation
Freiman O.A., Eremin N.A. Development of a methodology for predicting reservoir properties of oil using machine learning methods. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 118–120. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-118-120

Received: 17.10.2023

В нефтегазовой отрасли для построения стратегии разработки месторождений очень важным фактором является прогнозирование пластовых данных и свойств нефти. Одним из важных факторов является снижение давления и дебита в процессе эксплуатации нефтяного месторождения. Данные факторы влияют на рентабельность и экономическую целесообразность разработки месторождения. Необходимо точно оценивать пластовые свойства нефти на разных этапах разведки и добычи нефти. Эти параметры имеют решающее значение для оценки течения поровой жидкости, эффективности скважины, моделирования скважин, испытания скважин и течения в трубах для производства и проектирования трубопроводов, транспортного оборудования и проектирования эксплуатации и разработки месторождений.

Точность измерений в разработке месторождений (например, расчеты материального баланса, подсчет запасов, предиктивный анализ данных) зависит от достоверности пластовых данных. В литературе влияние неопределенности пластовых данных на процесс разработки месторождения углеводородов рассматривалось в уравнениях материального баланса, оценках запасов углеводородов и выхода более летучих флюидов. В последние десятилетия было разработано большое количество эмпирических и полуэмпирических зависимостей, в основном из соответствующего уравнения состояния для прогнозирования пластовых свойств нефти. Большинство представленных корреляций установлены для одного региона, поэтому при их использовании для других районов будут получены ошибочные результаты [1–3]. Некоторые авторы связывают пластовые свойства сырой нефти с обычно трудноизмеримыми свойствами, такими как молярная масса, критическая температура и ацентрический фактор [4, 5].

Возникает необходимость в разработке методов, позволяющих оценить вязкость нефти в более широком диапазоне температурных интервалов, когда отсутствует физический образец для проведения лабораторных измерений или существуют ограничения по времени и требуются быстрые результаты, даже при наличии образцов флюида. Это проложило путь для модификации и принятия уже существующих эмпирических корреляций в течение определенного периода времени. В последние десятилетия для оценки пластовых свойств нефти использовались различные модели машинного обучения [6–16]. Среди них искусственная нейронная сеть привлекла значительное внимание с конца 1990-х годов. При использовании алгоритмов машинного обучения следует иметь в виду, что теоретически, поскольку пластовые свойства нефти каждого типа будут различаться, необходимо тестировать различные модели машинного обучения, и одного алгоритма будет недостаточно.

Использование специального программного обеспечения для создания прогнозируемых моделей может занимать продолжительное время и потребовать значительной вычислительной мощности. Трудоемкие для расчетов эмпирические формулы не являются универсальным инструментом для определения и прогнозирования пластовых параметров для всех месторождений углеводородов. В данной работе представлена методика прогнозирования дебита нефти и расчета кривых падения пластового давления посредством использования алгоритмов машинного обучения.

Для оценки и точного моделирования была выполнена перекрестная проверка наборов входных данных, а также представлено сравнение эффективности разных методов машинного обучения. Для оценки эффективности машинного обучения для каждого набора данных использовались диаграммы измеренных и прогнозируемых значений. Надежность и точность моделей в этом исследовании оценивались с использованием различных статистических показателей качества, включая коэффициент детерминации, среднюю квадратичную ошибку. Большинство методов корреляции основаны на данных разного происхождения, поэтому некоторые эмпирические зависимости не могут дать достаточной для эффективного прогнозирования точности.

Основная цель данного исследования заключается в разработке передовых методов машинного обучения для прогнозирования пластовых свойств нефти. Для разработки данной методики прогнозирования использовалась база данных с нефтяного месторождения Вольве в Северном море. Перед анализом данные были подготовлены, в них были удалены пропуски и аномальные значения. Подготовленная база пластовых данных составила 5 300 значений. Основными рассматриваемыми характеристиками стали потери давления на долоте, потери давления на бурильной колонне, давление в обсадной колонне, давление на штуцере, а также пластовые свойства нефти, такие как температура на устье и среднее давление.

Для анализа пластовых данных была использована кроссвалидация, данные были разделены на 5 частей (20/80, где 20 % — это тестовая выборка, а 80 % — обучающая). Из использованных алгоритмов наиболее хорошо себя проявили: random forest (случайный лес), KNN (метод ближайших соседей), метод градиентного бустинга. Метод случайного леса — алгоритм машинного обучения, заключающийся в использовании ансамбля деревьев решений. Дерево решений в свою очередь является отдельным алгоритмом, в ходе которого происходит классификация данных и разбитие их на классы по бинарной логике. В случае использования метода ближайших соседей для классификации объект присваивается тому классу, который является наиболее распространенным среди k соседей данного элемента, классы которых уже известны. В случае разработки методики в данной работе объекту присваивается среднее значение по k ближайшим к нему объектам, значения которых уже известны. Градиентный бустинг позволяет построить достоверную модель в виде ансамбля моделей прогнозирования, которые обычно представляют собой деревья решений.

Достоверность разработанной модели оценивалась с использованием следующих показателей: R^2 (коэффициент детерминации), MSE и RMSE (средняя квадратичная ошибка), MAE (средняя абсолютная ошибка). Чем меньше значение ошибок и чем ближе R^2 к единице, тем выше достоверность разработанной модели. Показатели представлены в таблице 1.

Результаты показывают, что каждая разработанная модель машинного обучения достигла приемлемой точности при применении к набору данных. В то же время из трех моделей можно выделить модель, построенную с использованием градиентного бустинга. Как показали результаты, модель эта превзошла другие модели во всех метриках. Можно выделить близкий к 1 коэффициент детерминации R^2 = 0,99. Средняя квадратичная ошибка составила 36,67 на тестовом наборе данных. На рисунке 1 приведен сравнительный график рассчитанных и исходных значений для падений давления.

Итоги

В данном исследовании изучены методы машинного обучения с точки зрения создания модели прогнозирования показателей разработки месторождения. Результаты тестирования показали, что все предложенные модели являются достоверными, способствуют уменьшению временных затрат и требуемой вычислительной мощности.

Выводы

Модель машинного обучения обеспечивает возможность прогнозирования пластовых свойств нефти в условиях неполной исходной информации. Разработанная методика может быть использована для начального и экономически выгодного прогнозирования добычи нефти в начальный период разработки, что поможет сэкономить выделенные средства и лучше оценить возможные риски.

Литература

1. Брусиловский А.И., Ющенко Т.С. Научно обоснованный инженерный метод определения компонентного состава и PVT-свойств пластовых углеводородных смесей при неполной исходной информации // PROНефть. 2016. № 1. С. 68–74.
2. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т., Елисеева Е.И. Расчеты физико-химических свойств пластовой и промысловой нефти и воды. М.: Нефть и газ, 2004. 448 с.
3. Ющенко Т.С., Брусиловский А.И. Эффективный метод построения и адаптации PVT-моделей пластовых флюидов газоконденсатных месторождений и газовых шапок нефтегазоконденсатных залежей // Нефтяное хозяйство. 2015. № 1. С. 56–60.
4. Al-Marhoun M.A., Duffuaa S.O., Abu-Khamsin S.A. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oils. Middle East oil show, March 1987, Bahrain, SPE-15720-MS. (In Eng).
5. Al-Fattah S.M. Artificial-Intelligence technology predicts relative permeability of giant carbonate reservoirs. SPE Offshore Europe Conference, 4–7 September 2007, Aberdeen, Scotland, U.K, SPE 109018. (In Eng).

Табл. 1. Показатели достоверности модели
Tab. 1. Model reliability indicators

	MSE	RMSE	MAE
RF	1 510,877	38,87	15,65
KNN	2 697,764	51,94	30,46
GB	1 344,689	36,67	14,16

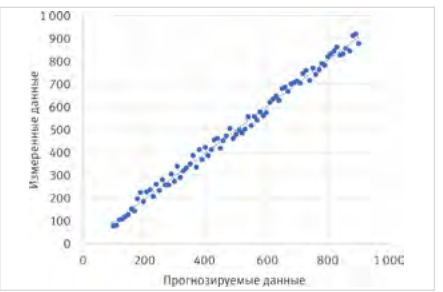


Рис. 1. Визуализация точности модели GB (градиентный бустинг)
Fig. 1. Visualization of GB (gradient boosting) model accuracy

6. Naseri A., Yousefi S.H., Sanaei A., Gharesheikhlou A.A. A neural network model and an updated correlation for estimation of dead crude oil viscosity. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2012, Vol. 6, issue 1, P. 31–41. (In Eng).
7. Hadavimoghaddam F., Mishchenko I. Introducing A new correlation method to predict PVT properties of Russian and Iranian crude oils. Student Technical Conference (STC), 7–9 November 2018, Freiberg. (In Eng).
8. Jain D., Bihani A.D. Crude oil viscosity correlations: a novel approach for Upper Assam basin. Petrotech 2014, New Delhi, India. (In Eng).
9. Ghorbani B., Ziabasharhagh M., Amidpour M. A hybrid artificial neural network and genetic algorithm for predicting viscosity of Iranian crude oils. Journal of natural gas science and engineering, 2014, Vol. 18, P. 312–323. (In Eng).
10. Ghorbani H., Wood D.A., Choubineh A., Mohamadian N., Tatar A., Farhangian H., Nikooey A. Performance comparison of bubble point pressure from oil PVT data: several neurocomputing techniques compared. Experimental and computational multiphase flow, 2020, Vol. 2, issue 2, P. 225–246. (In Eng).
11. Фрейман О.А. Особенности освоения ресурсов нефти и газа в отложениях триаса // Научный взгляд в будущее. 2021. Том 1. № 23. С. 53–57.
12. Фрейман О.А. Проблемы и перспективы освоения арктической нефти // Природопользование и устойчивое развитие регионов России. Пенза: ПГАУ, 2022. С. 87–92.
13. Фрейман О.А. Особенности освоения нефти на арктическом шельфе // Передовое развитие современной науки: опыт, проблемы, прогнозы. Петрозаводск: Новая наука, 2022. С. 172–177.
14. Фрейман О.А. Актуальность применения технологии секвестрации углекислого газа. Природопользование и устойчивое развитие регионов России. Пенза: ПГАУ, 2023. С. 95–97.
15. Фрейман О.А. Анализ применения статистических и компьютерных методов в нефтегазовой промышленности в условиях неполной исходной информации // Современные исследования: теория и практика. Петрозаводск: Новая наука, 2022. С. 334–337.
16. Фрейман О.А. Математическое моделирование и машинное обучение в нефтегазовой промышленности // Формирование профессиональной направленности личности специалистов — путь к инновационному развитию России. Пенза: ПГАУ, 2022. С. 226–229.

ENGLISH

Results

In this study, machine learning methods have been investigated in terms of creating a model for predicting field development performance. The results of testing showed that all proposed models are reliable, contribute to the reduction of time costs and required computing power.

Conclusions

The machine learning model provides the possibility of predicting oil reservoir properties in conditions of incomplete initial information. The developed methodology can be used for initial and cost-effective forecasting of oil production in the initial period of development, which will help to save allocated funds and better assess possible risks.

References

1. Brusilovskiy A.I., Yushchenko T.S. Two-phase deposits: methodology approach to the identification of composition and pvt properties of reservoir hydrocarbon fluids using limited initial information. ProNeft, 2016, issue 1, P. 68–74. (In Russ).
2. Dunyushkin I.I., Mishchenko I.T., Eliseeva E.I. Calculations of physicochemical properties of reservoir and field oil and water. Mocow: Oil and Gas, 2004, 448 p. (In Russ).
3. Yushchenko T.S., Brusilovsky A.I. Effective method for creating and adapting PVT-model of reservoir fluid of gas-condensate deposits and gas cap for oil-gas-condensate reservoirs. Oil industry, 2015, issue 1, P. 56–60. (In Russ).
4. Al-Marhoun M.A., Duffuaa S.O., Abu-Khamsin S.A. Viscosity correlations for Saudi Arabian crude oils. Middle East oil show, March 1987, Bahrain, SPE-15720-MS. (In Eng).
5. Al-Fattah S.M. Artificial-Intelligence technology predicts relative permeability of giant carbonate reservoirs. SPE Offshore Europe Conference, 4–7 September 2007, Aberdeen, Scotland, U.K., SPE 109018. (In Eng).
6. Naseri A., Yousefi S.H., Sanaei A., Gharesheikhlou A.A. A neural network model and an updated correlation for estimation of dead crude oil viscosity. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, 2012, Vol. 6, issue 1, P. 31–41. (In Eng).
7. Hadavimoghaddam F., Mishchenko I. Introducing A new correlation method to predict PVT properties of Russian and Iranian crude oils. Student Technical Conference (STC), 7–9 November 2018, Freiberg. (In Eng).
8. Jain D., Bihani A.D. Crude oil viscosity correlations: a novel approach for Upper Assam basin. Petrotech 2014, New Delhi, India. (In Eng).
9. Ghorbani B., Ziabasharhagh M., Amidpour M. A hybrid artificial neural network and genetic algorithm for predicting viscosity of Iranian crude oils. Journal of natural gas science and engineering, 2014, Vol. 18, P. 312–323. (In Eng).
10. Ghorbani H., Wood D.A., Choubineh A., Mohamadian N., Tatar A., Farhangian H., Nikooey A. Performance comparison of bubble point pressure from oil PVT data: several neurocomputing techniques compared. Experimental and computational multiphase flow, 2020, Vol. 2, issue 2, P. 225–246. (In Eng).
11. Freiman O.A. Features of the development of oil and gas resources in the triassic sediments. Scientific look into the future, 2021, Vol. 1, issue 23, P. 53–57. (In Russ).
12. Freiman O.A. Problems and prospects of Arctic oil development. Environmental management and sustainable development of Russian regions. Penza: Penza state agrarian university, 2022, P. 87–92. (In Russ).
13. Freiman O.A. Main features of oil development on the Arctic shelf. Advanced development of modern science: experience, problems, forecasts. Petrozavodsk: Novaya nauka, 2022, P. 172–177. (In Russ).
14. Freiman O.A. Relevance of application of carbon dioxide seqestration technology. Nature management and sustainable development of regions of Russia. Penza: Penza state agrarian university, 2023, P. 95–97. (In Russ).
15. Freiman O.A. Analysis of the application of statistical and computer methods in the oil and gas industry in conditions of incomplete initial information. Petrozavodsk: Novaya nauka, 2022, P. 334–337. (In Russ).
16. Freiman O.A. Mathematical modeling and machine learning in the oil and gas industry. Formation of professional orientation of specialists' personalities – the path to innovative development of Russia. Penza: Penza state agrarian university, 2022, P. 226–229. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фрейман Олег Александрович, аспирант,
САФУ имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия
Для контактов: frejman.o@edu.narfu.ru

Еремин Николай Александрович, д.т.н., заведующий Аналитическим центром, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; профессор, Губкинский университет, Москва, Россия; научный руководитель, САФУ имени М.В. Ломоносова, Архангельск, Россия

Freiman Oleg Alexandrovich, postgraduate, Northern (Arctic) Federal University, Arkhangelsk, Russia
Corresponding author: frejman.o@edu.narfu.ru

Eremin Nikolai Alexandrovich, doctor of engineering sciences, head of the analytical center, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia; professor, Gubkin University, Moscow, Russia; scientific director of the department of drilling of wells and development of oil and gas fields of the Northern Arctic Federal University named after M.V. Lomonosov, Arkhangelsk, Russia

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-122-126 УДК 681.518:622.276.012 I Научная статья

Автоматизация процесса термометрии в рамках развития системы геотехнического контроля АО «ТомскНИПИнефть»

Бадичев К.С.[1], **Мазовец С.А.**[1], **Килин Е.А.**[1], **Напрюшкин А.А.**[1], **Гилев Н.Г.**[2]
[1]АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия, [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
nipineft@tomsknipi.ru

Аннотация
В статье приводятся результаты, полученные Томским научно-исследовательским институтом нефти и газа при создании программного модуля для Информационного ресурса «Геотехнический контроль» (ИР ГК), описываются его возможности и области применения. Настоящий программный компонент позволяет при получении данных с термометрического оборудования минимизировать дополнительные ручные операции и риски возникновения ошибок, связанных с человеческим фактором. Применение ИР ГК, включающего данный программный компонент, способствует повышению экологической безопасности и снижению трудозатрат на проведение геотехнического мониторинга.

Материалы и методы
В ходе данной работы был проведен анализ способов передачи данных с термометрических кос для наблюдений за температурным режимом грунтов и разработан программный модуль консолидации информации, собранной с термометрического оборудования.

Ключевые слова
геотехнический мониторинг, автоматизация, температура грунта, термометрическое оборудование, термометрические косы

Для цитирования
Бадичев К.С., Мазовец С.А., Килин Е.А., Напрюшкин А.А., Гилев Н.Г. Автоматизация процесса термометрии в рамках развития системы геотехнического контроля в АО «ТомскНИПИнефть»// Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 122–126. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-122-126

Поступила в редакцию: 26.10.2023

UDC 681.518:622.276.012 I Original Paper

Thermometry process automation as a part of the geotechnical control system implementation in Tomsk Scientific Research Institute of Oil and Gas

Badichev K.S.[1], **Mazovets S.A.**[1], **Kilin E.A.**[1], **Napryushkin A.A.**[1], **Gilev N.G.**[2]
[1]"TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia, [2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
nipineft@tomsknipi.ru

Abstract
The article presents the results obtained by Tomsk Scientific Research Institute of Oil and Gas in creating a software module for the Information resource "Geotechnical control" (IR GC), its capabilities and areas of application are described. This software component allows minimizing additional manual operations and risks of human error when receiving data from thermometric equipment. The use of IRGC, which includes this software component, contributes to enhancing environmental safety and reducing labor costs for conducting geotechnical monitoring in oil and gas industry.

Materials and methods
In the course of this work, an analysis of data transmission methods from thermistor strings was carried out and a software module for consolidating data collected from thermometric equipment was developed.

Keywords
geotechnical monitoring, automation, ground temperature, thermometric equipment, temperature monitoring

For citation
Badichev K.S., Mazovets S.A., Kilin E.A., Napryushkin A.A., Gilev N.G. Thermometry process automation as a part of the geotechnical control system implementation in Tomsk Scientific Research Institute of Oil and Gas. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 122–126. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-122-126

Received: 26.10.2023

Введение

Согласно ежегодным отчетам Ростехнадзора в период с 2014 по 2022 г. на нефтедобывающих объектах произошло более 60 аварий в районах, имеющих сложные инженерно-геологические условия, с ущербом, превышающим 4 млрд 468 млн руб. [1]. Аварии связаны с разрушением технических устройств и разливами нефтесодержащей жидкости. На возникновение таких аварий оказывают влияние деструктивные процессы в грунтах, которые появляются в связи с изменениями температуры грунта в условиях климатических изменений. Ярким примером аварии, одним из факторов возникновения которой стал неустойчивый грунт из-за изменения его инженерно-геологических условий, является розлив нефтепродуктов на ТЭЦ-3, принадлежащей дочерней компании «Норникель» [2].

Глобальное потепление вызывает изменение температуры грунтов и ухудшение их прочностных свойств, что приводит к ряду деструктивных явлений, и, как следствие, грунт значительно хуже воспринимает нагрузки и деформируется. Прогнозы указывают на то, что эти изменения будут усиливаться в последующие несколько десятилетий. В результате увеличатся риски повреждения и разрушения промышленных сооружений и транспортных коммуникаций, которые могут привести к техногенным катастрофам, а следовательно, к экологическими, экономическим и имиджевым потерям.

Для минимизации или своевременного исключения таких последствий на объектах, расположенных в зонах со сложными инженерно-геологическими условиями, выполняется геотехнический мониторинг (ГТМ). Геотехнический мониторинг — система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием оснований и фундаментов с целью обеспечения механической безопасности при строительстве и эксплуатации сооружений, а также своевременного предупреждения и снижения вероятности возникновения аварий, связанных с деформацией оснований и фундаментов.

Основными задачами геотехнического мониторинга являются ведение наблюдений за деформациями и проведение прочностных расчетов оснований и фундаментов сооружений, наблюдение за инженерно-геологическим состоянием грунтов оснований, геокриологических и геотехнических процессов, прогнозирование геотехнического состояния наблюдаемого объекта, разработка технических управляющих решений по обеспечению стабильности состояния геотехнических систем и контроль их реализации, а также создание базы наблюдений состояния контролируемых геотехнических систем для анализа изменений данных. В зависимости от специфики объекта ГТМ может включать в себя измерение таких параметров, как температура грунта, положение деформационных марок, уровень грунтовых вод, напряжения в грунте и многое другое.

С целью автоматизации проведения ГТМ и цифровизации его результатов в рамках инновационного проекта силами АО «ТомскНИПИнефть» и ООО «НК «Роснефть» — НТЦ» был создан корпоративный программный комплекс геотехнического контроля [3], впоследствии вошедший в состав Централизованной геоинформационной системы (ЦГИС) Компании в виде Информационного ресурса «Геотехнический контроль» (ИР ГК).

В настоящей работе рассмотрены вопросы автоматизации сбора данных температурных измерений (термометрии) при проведении ГТМ на промышленных объектах, расположенных в сложных инженерно-геологических условиях, и создания технологии формирования термометрической базы данных в рамках ИР ГК.

Задачи контроля температуры грунта

При проектировании, строительстве и эксплуатации зданий и инженерных сооружений (ЗИС) в сложных инженерно-геологических условиях необходимо учитывать и фиксировать теплообмен грунтов с ЗИС и внешней средой путем мониторинга температурного режима грунтов. При хозяйственном освоении территории изменения температурного и влажностного режимов грунтов вызывают изменения состава, строения и свойств грунтов, прочности, несущей способности и сжимаемости их пород, интенсивности развития термоэрозии, наледей, солифлюкции и других криогенных процессов

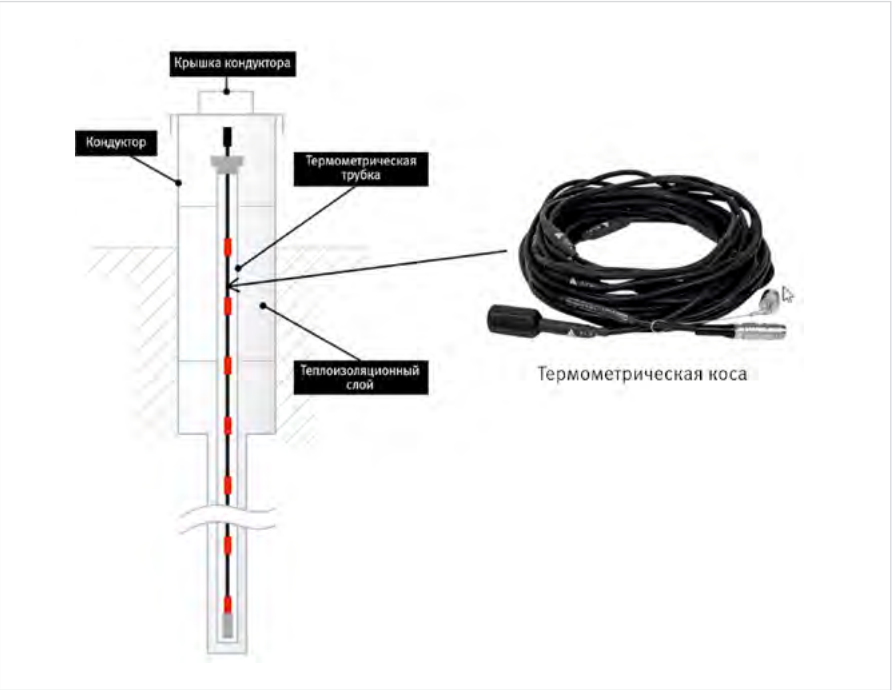


Рис. 1. Термометрическая скважина с помещенной в нее термометрической косой
Fig. 1. A thermometric well with a thermistor string placed in it

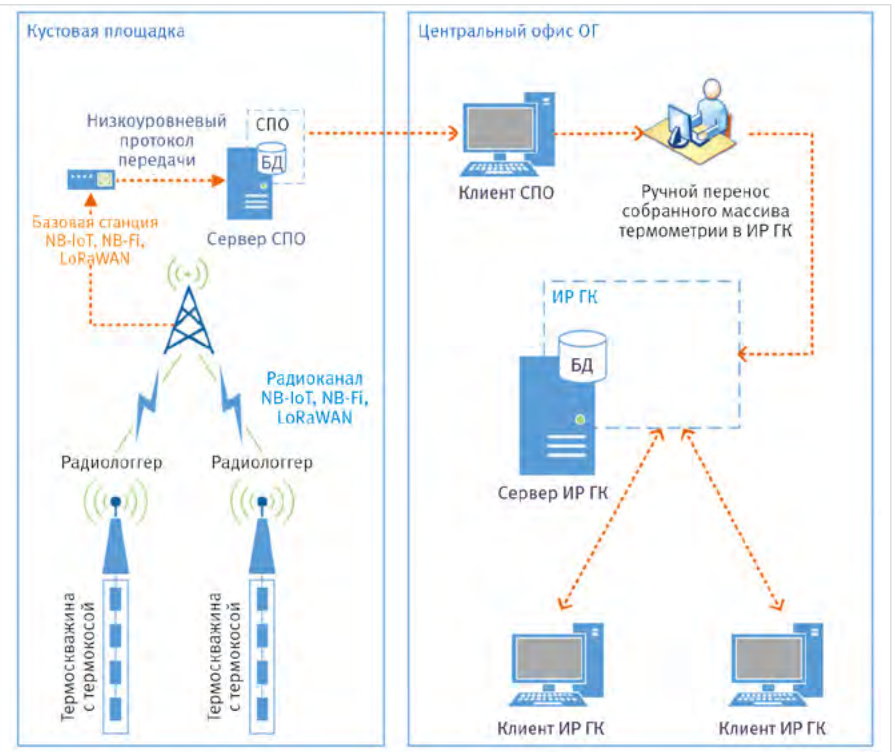


Рис. 2. Схема получения данных с автоматизированных термометрических кос с ручным переносом данных
Fig. 2. The scheme of receiving data from automated thermistor strings with manual data transfer

и явлений. Это может повлечь значительные разрушения и деформации строящихся и эксплуатируемых ЗИС, что может привести к техногенным авариям, за которыми последуют необратимые негативные последствия для окружающей природной среды.

Контроль температурного режима грунтов производится с помощью термометрических кос. Термометрическая коса (термокоса) представляет собой кабель с усиленной жилой с последовательно расположенными датчиками температуры в отдельном защитном корпусе и разъемом для подключения к контроллеру. Термометрическая скважина — специально оборудованная скважина, предназначенная для измерения температуры грунта термометрической косой (рис. 1).

Число термометрических скважин в организации может составлять десятки тысяч, и в связи с активным освоением северных территорий и развитием инфраструктуры месторождений их количество продолжает ежегодно расти. До последнего времени сбор данных с термокос производился в ручном режиме с выездом работника «в поле» со специализированным оборудованием. При первом выезде на замер термометрическая коса помещается в термометрическую скважину, после чего она выдерживается в пределах 4 часов для стабилизации температуры [4] датчиков от тепловой инерции. Во второй и последующий выезды производятся замеры температуры, и данные заносятся в специализированные журналы наблюдения.

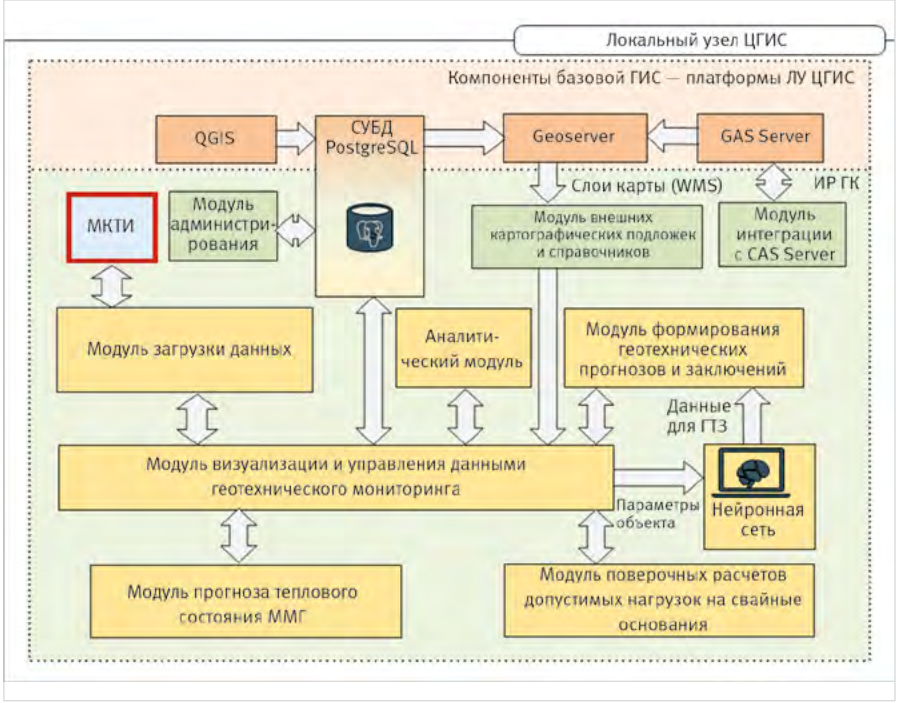


Рис. 3. Компоненты информационного ресурса «Геотехнический контроль»
Fig. 3. Components of the information resource "Geotechnical control"

Описанный выше подход является довольно трудоемким, и для сокращения времени выполнения замеров в настоящее время начинает применяться новый подход с установкой в скважины автоматизированных термометрических кос. Установка автоматизированного оборудования позволяет уменьшить количество выездов сотрудников к термометрическим скважинам за счет использования логгеров, подключенных к термометрическим косам. Данные с логгеров выгружаются в автоматическом режиме в специализированное программное обеспечение производителя термокос (СПО), что значительно автоматизирует и ускоряет процесс получения данных и позволяет проводить более частые замеры с минимальными затратами (рис. 2).

Результаты замера температуры, разбитые по глубинам, собираются логгером и отправляются на базовую станцию. Базовая станция, получая данные с нескольких логгеров с определенной территории, перенаправляет их в серверную часть специализированного программного обеспечения, которое накапливает собранные данные термометрии.

На дальнейшем этапе была поставлена задача консолидации всей

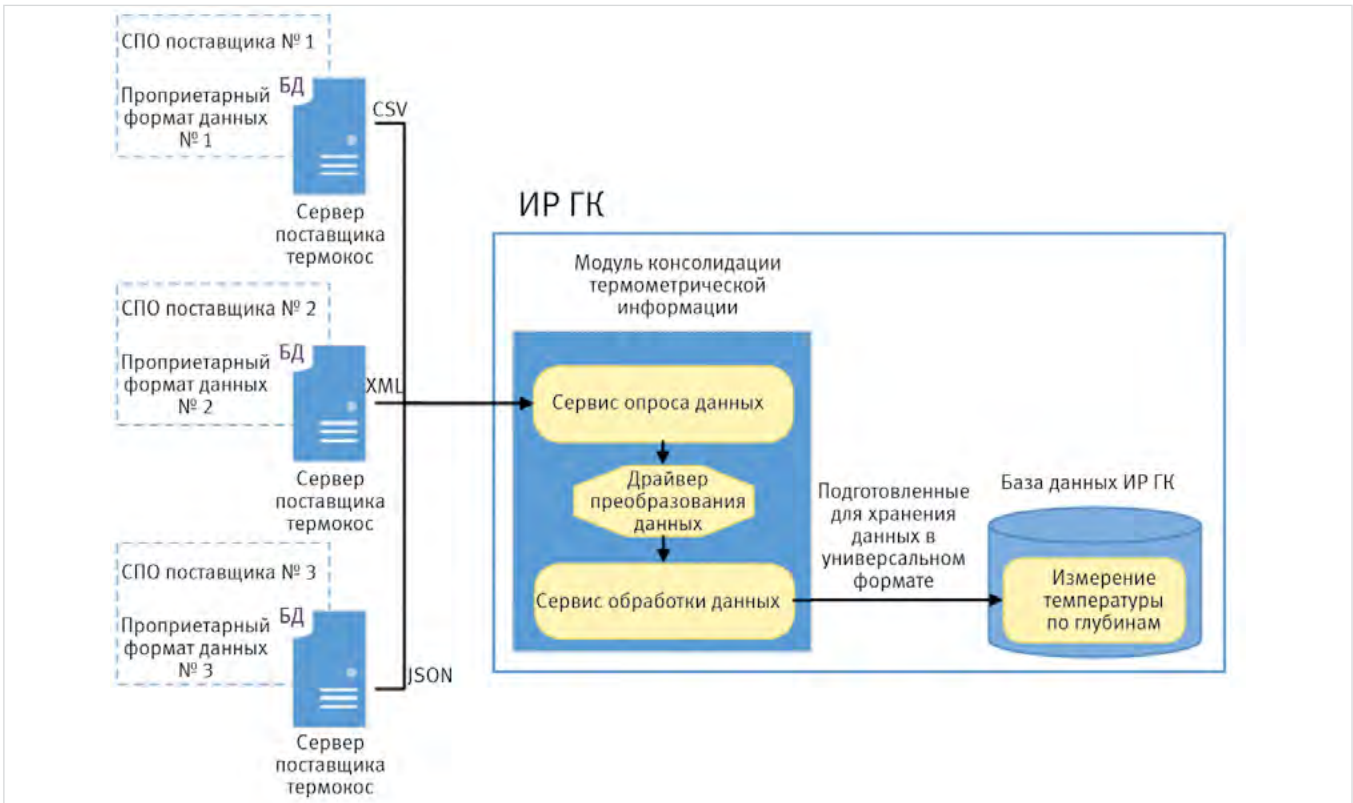


Рис. 4. Архитектура разработанного модуля
Fig. 4. The architecture of the developed module

Табл. 1. Пример полученных в формате xlsx данных
Tab. 1. Example of data received in xlsx format

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Дата	Заряд	t1	t2	t3	t4	t5	t6	t7	t8	t9	t10
2	28.08.2022 12:00	4,88	7,23	7,42	3,61	-0,19	-0,88	-1,31	-1,44	-1,94	-1,94	-2,61
3	27.08.2022 12:00	4,88	5,34	7,14	3,56	-0,19	-0,88	-1,31	-1,44	-1,94	-1,94	-2,61
4	26.08.2022 12:00	4,87	8,31	8,75	3,5	-0,19	-0,88	-1,31	-1,44	-1,94	-1,94	-2,61
5	25.08.2022 12:00	4,88	10,94	9,75	3,37	-0,19	-0,94	-1,31	-1,44	-1,94	-1,94	-2,61
6	24.08.2022 12:00	4,9	14,94	9,38	3,31	-0,25	-0,94	-1,31	-1,44	-2	-1,94	-2,61
7	23.08.2022 12:00	4,87	12,5	8,44	3,31	-0,25	-0,94	-1,37	-1,44	-2	-1,94	-2,61
8	22.08.2022 12:00	4,87	9,31	7,94	3,31	-0,25	-0,94	-1,37	-1,44	-2	-1,94	-2,61

термометрической информации в корпоративном ПО ИР ГК, где специалисты смогли бы просматривать собранные данные, осуществлять их анализ и интерпретацию, выполнять расчеты для теплотехнического прогноза, а также готовить необходимую отчетность. Одним из важных вопросов является исключение ручного переноса собранного массива данных термометрии путем автоматизации трансфера данных из ПО производителей термокос в корпоративный ИР ГК с целью долгосрочного хранения и комплексной обработки данных геотехнического мониторинга. В результате исключения ручных операций в ходе термометрии выявление температурных отклонений становится максимально оперативным.

Модуль консолидации термометрической информации

Для минимизации трудоемких ручных операций по переносу данных из программного обеспечения производителей термокос в ИР ГК был разработан модуль консолидации термометрической информации (МКТИ), позволяющий интегрироваться с внешним термометрическим оборудованием для получения данных напрямую в ИР ГК. Исполнение модуля в виде дополнительной компоненты ИР ГК позволяет расширить уже имеющиеся возможности информационного ресурса (рис. 3), такие как:

- пакетная загрузка данных измерений ГТМ;
- визуализация на геоподложках и управление данными;
- аналитическая отчетность;
- формирование геотехнических прогнозов и заключений;
- расчеты несущей способности фундаментов.

Анализ используемых технических решений от разных производителей термокос показал, что форматы, структура и протоколы передачи термометрических данных не имеют стандартизации. Основными выделенными форматами данных являются JSON, CSV, XLSX, XML, протоколами передачи данных — TCP/IP или FTP. В таблице 1 представлен пример структуры данных, получаемых с термокос.

Для унификации программного интерфейса МКТИ с целью поддержки широкого ряда протоколов и форматов данных была спроектирована возможность конфигурирования модуля посредством специализированных драйверов. Драйверы представляют собой файлы определенной структуры, в которых описаны правила сопоставления структуры данных ИР ГК с данными, полученными из программного обеспечения различных производителей термокос.

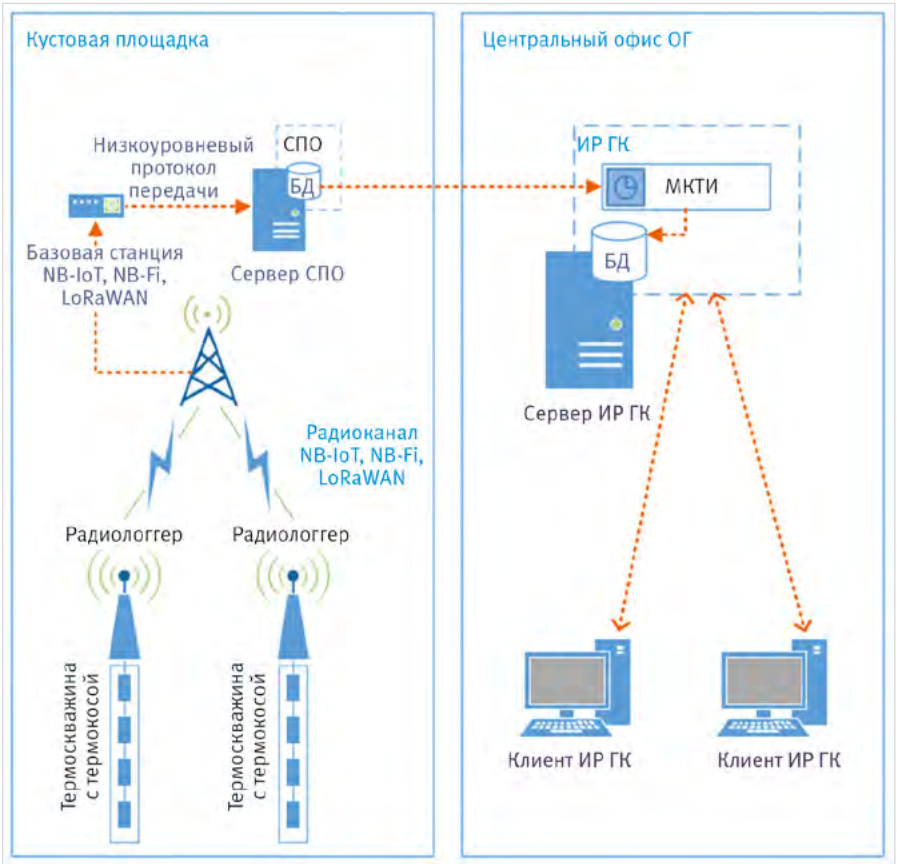


Рис. 5. Схема получения результатов измерений с автоматизированных термокос с использованием МКТИ ИР ГК
Fig. 5. The scheme for obtaining measurement results from automated thermistor strings using TDCM IR GC

На рисунке 4 представлена диаграмма, показывающая движение данных при работе МКТИ. Обмен данными с сервером оборудования строится на базе программного интерфейса REST API, построенного на основе протокола HTTP. Сервис опроса данных позволяет осуществлять мониторинг температуры, регулярно опрашивая оборудование через заданный временной интервал и получая ответы в формате JSON. В сервисе реализована возможность запроса данных с термокосы по таймеру с заданной настраиваемой частотой. Для полученных данных измерения температуры модуль выполняет необходимую предобработку и размещает итоговую информацию в нужном формате в базу данных ИР ГК.

Схема процесса получения данных с применением разработанного МКТИ для получения данных с автоматизированных термометрических кос в информационный ресурс геотехнического контроля представлена на рисунке 5.

Таким образом, разработанный МКТИ, выступая в роли промежуточной компоненты, предоставляет возможность взаимодействовать с термометрическими косами и получать данные напрямую в единую корпоративную базу данных ИР ГК.

Итоги

Результатом работы является реализованный для ИР ГК модуль консолидации термометрической информации с термокос. Модуль позволяет исключить рутинные ручные операции по съему и трансферу данных термометрии, что приводит к сокращению трудозатрат с нескольких часов до практически минутных затрат для получения данных.

Также важным результатом реализации МКТИ является функция объединения

информационных потоков с термокос различных производителей в единую структурированную базу данных термометрии в ИР ГК, позволяющую проводить комплексный анализ собранной информации наряду с другими данными измерений, оперативно реагировать на критические значения изменения температур, выполнять сложную аналитику, проводить расчеты устойчивости фундаментов и формировать теплотехнические прогнозы.

Вывод

Реализованный в ходе работы модуль МКТИ позволяет повысить эффективность процессов сбора, накопления, дальнейшей обработки и актуализации большого массива данных температурных наблюдений за промышленными объектами. Новый подход позволяет увеличивать частоту замеров температуры грунтов без необходимости расширения штата работников и увеличения стоимостных затрат и, как следствие, получать более полную картину динамики изменения температуры грунтов и фундаментов ЗИС по глубине и по времени.

Как и базовый ИР ГК, модуль МКТИ полностью соответствует стратегии импортозамещения и разрабатывается на свободно распространяемых технологиях. С 2024 по 2027 г. МКТИ в составе новых версий ИР ГК планируется внедрить в периметре компании на месторождениях, обладающих автоматизированной термометрией.

Перспективным направлением работ является дальнейшее развитие программного модуля, в рамках которого будет выполнено масштабирование возможностей интеграции с термокосами новых производителей, оборудование которых ранее было внедрено на предприятиях. Также планируется формирование универсальной спецификации в качестве стандарта обмена данными с термокосами и требований к программному интерфейсу взаимодействия, которые в дальнейшем будут предъявляться к поставляемому термометрическому оборудованию.

Литература

1. Уроки, извлеченные из аварий. Ростехнадзор. URL: https://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/ (Дата обращения 21.11.2023).
2. Коновалова В.М. Норильский разлив // Молодой ученый. 2020. № 46. С. 71–72.
3. Бадичев К.С., Сайбель Е.Г., Напрюшкин А.А., Литвиненко М.А. Программный комплекс для организации геотехнического мониторинга в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 12. С. 139–143.
4. ГОСТ 25358-2012 Грунты. Метод полевого определения температуры. М.: ФГБУ «РСТ». 2021. 17с.

ENGLISH

Results

The result of this work is thermistor strings thermometric data consolidation module (TDCM) implemented for the IR GC. The module allows routine manual data gathering and transfer operations to be removed. In addition, the module can reduce the time spent on receiving data from several hours to almost a minute effort.

Another important outcome of TDCM implementation is the ability to combine data streams from thermistor strings of various manufacturers into unified structured thermometric IR GC database. This makes it possible to carry out a comprehensive analysis of the collected data along with other measurement data, promptly respond to critical values of temperature changes, perform complex analytics, calculate the stability of foundations and form thermal forecasts.

Conclusions

Implemented in the course of the work TDCM module makes it possible to increase the efficiency of the processes of collecting, storing, further processing, and updating a large amount of temperature data for industrial facilities. The new approach makes it possible to increase the frequency of soil temperature measurements without any need to expand the staff and increase monetary costs and, as a result, to obtain a more complete picture of the dynamics of soil and foundation of industrial facilities temperature changes in depth and time.

Like the basic IR GC, the TDCM module fully complies with the import substitution strategy and is developed with use of open source technologies. From 2024 to 2027, it is planned to introduce the TDCM as a part of the new versions of the IR GC in the perimeter of the company, in oil fields with automated thermometry.

A promising direction of work is the further development of the software module, within which the scaling of integration capabilities with thermistor strings of new manufacturers will be carried out, which equipment was previously implemented in enterprises. In the future, it is planned to make a universal specification as a standard of data exchange with thermal strings, as well as requirements for the application program interface that will be applied to the supplied thermometric equipment in the future.

References

1. Lessons learned from accidents. Rostechnadzor. URL: https://www.gosnadzor.ru/industrial/oil/lessons/ (accessed: 20.11.2023). (In Russ).
2. Konovalova V.M. Norilsk spill. Young scientist, 2020, issue 46, P. 71–72. (In Russ).
3. Badichev K.S., Saibel E.G., Napryushkin A.A., Litvinenko M.A. The software system of geotechnical control for solving tasks of geotechnical monitoring in Rosneft company. Oil industry, 2022, issue 12, P. 139–143. (In Russ).
4. GOST 25358-2012 Soils. Method of field temperature determination. Moscow: Federal State Budgetary Institution “PCT”, 2021, 17c.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бадичев Кирилл Сергеевич, ведущий инженер-программист отдела развития геоинформационного ПО, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Мазовец Сергей Александрович, главный специалист отдела развития геоинформационного ПО, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Килин Евгений Александрович, начальник отдела развития геоинформационного ПО, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Напрюшкин Александр Алексеевич, к.т.н., начальник управления по ИТ и развитию бизнес-процессов, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Гилев Николай Григорьевич, руководитель группы геотехнического мониторинга департамента промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды в разведке и добыче, нефтегазовом и корпоративном сервисе, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Badichev Kirill Sergeevich, leading software engineer of the geoinformation software development department, “TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russia

Mazovets Sergey Alexandrovich, chief specialist of geoinformation software development department, “TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russia

Kilin Evgeny Alexandrovich, head of geoinformation software development department, “TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russia

Napryushkin Alexander Alekseevich, ph.d. of engineering sciences, head of IT and business process development department, “TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russia

Gilev Nikolay Grigoryevich, head of the geotechnical monitoring group department of industrial safety, labor protection and environment in exploration and production, oil and gas and corporate services, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-127-131 УДК 528.77 I Научная статья

Применение методов автоматизированного дешифрирования в задачах распознавания зон антропогенного воздействия на нефтегазовых месторождениях

Элешкевич А.Д., Еременко М.С., Сайбель Е.Г., Христолюбов И.А., Чернов А.Г.
АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия
nipineft@tomsknipi.ru

Аннотация
В данной статье рассматривается опыт создания и применения методов автоматизированного дешифрирования с использованием алгоритма машинного обучения для решения задач выявления зон антропогенного воздействия на территориях нефтегазовых месторождений. Описываются варианты использования различных исходных данных дистанционного зондирования Земли для выявления таких зон на примере лесных вырубок, анализируются их преимущества и недостатки. Предлагается оригинальный подход на основе нейронных сетей для дешифрирования аэрокосмических снимков и рассматриваются перспективы его использования.

Материалы и методы
Метод численного моделирования с использованием данных дистанционного зондирования Земли.

Ключевые слова
распознавание образов, данные ДЗЗ, антропогенные зоны, компьютерное зрение, машинное обучение, лесные вырубки, экологический мониторинг, нейронные сети

Для цитирования
Элешкевич А.Д., Еременко М.С., Сайбель Е.Г., Христолюбов И.А., Чернов А.Г. Применение методов автоматизированного дешифрирования в задачах распознавания зон антропогенного воздействия на нефтегазовых месторождениях // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 127–131. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-127-131

Поступила в редакцию: 14.11.2023

UDC 528.77 I Original Paper

Application of automated decryption methods in recognition of anthropogenic impact zones on oil and gas fields

Eleshkevich A.D., Eremenko M.S., Saibel E.G., Khristolubov I.A., Chernov A.G.
“TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russia
nipineft@tomsknipi.ru

Abstract
This article discusses the experience of creating and implementing methods of automated decoding using machine learning algorithms to solve the problem of identifying areas of anthropogenic impact in oil and gas fields. The options for using various remote sensing data are described to identify such areas, using examples of forest clearings, along with their advantages and disadvantages. An original approach based on neural networks for decoding aerospace imagery is proposed, and its prospects for use are considered.

Materials and methods
Numerical modeling method using Earth remote sensing data.

Keywords
pattern recognition, remote sensing data, anthropogenic zones, computer vision, machine learning, forest cuttings, environmental monitoring, neural networks

For citation
Eleshkevich A.D., Eremenko M.S., Saibel E.G., Khristolubov I.A., Chernov A.G. Application of automated decryption methods in recognition of anthropogenic impact zones on oil and gas fields // Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 127–131. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-127-131

Received: 14.11.2023

Введение

Нефтяная индустрия, как одна из ведущих отраслей мировой экономики, обеспечивает глобальное энергетическое потребление и является ключевым фактором в формировании современного облика мировой инфраструктуры. Однако вместе с этими значительными выгодами важно оценивать возможные экологические и социальные проблемы, связанные с антропогенным воздействием на окружающую среду. Антропогенное воздействие в нефтяной сфере подразумевает загрязнение окружающей среды выбросами парниковых газов, нефтяными разливами, а также изменение природного ландшафта. Снизить воздействие возможно при его обнаружении на ранней стадии. В частности, современные технологии, процессы цифровизации и пространственный анализ (например, анализ аэрокосмических снимков) могут играть важную роль в распознавании и классификации антропогенных зон.

По мере расширения своей деятельности нефтегазовые компании часто вынуждены вырубать лесные массивы для создания необходимой инфраструктуры, в том числе для бурения скважин и строительства коммуникаций.

Одним из инструментов для контроля и наблюдения за состоянием окружающей среды является использование данных дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ), которые при использовании геоинформационных систем наряду с методами автоматизированного дешифрирования данных ДЗЗ позволяют реализовать эффективный инструмент для контроля и борьбы с антропогенными угрозами экологии.

Однако распознавание образов по данным ДЗЗ представляет собой сложную и ресурсоемкую задачу. Необходимо учитывать различные факторы, такие как сезонные особенности (весенние поводки, временные обмеления), параметры съемки (процент облачности, число спектров в изображении, пространственное разрешение). Важным аспектом такой задачи является точность и скорость обработки больших объемов данных.

Актуальной задачей является то, что в условиях санкций коммерческие продукты (Erdas imagine, ArcGIS и другие) по автоматизированному дешифрированию стали недоступны, а это значит, что есть необходимость в создании импортонезависимой системы автоматизированного дешифрирования объектов на территориях нефтегазовых месторождений. Она позволит снизить трудозатраты сотрудников, так как в данный момент определение антропогенных зон происходит вручную. Кроме того, возрастает скорость обработки данных.

В АО «ТомскНИПИнефть» сотрудниками управления экологии и специализированного института по геоинформационным системам совместно была поставлена задача по автоматизации процесса распознавания лесных вырубок как одного из факторов антропогенного воздействия на основании аэрокосмических снимков.

В рамках статьи приводится начальный этап работы по созданию системы автоматизированного дешифрирования зон антропогенного воздействия с примером в виде вырубок, а именно рассмотрены различные варианты данных ДЗЗ, а также построен один из алгоритмов для решения поставленной задачи.

О возможности применения различных данных ДЗЗ

В последние годы подход по распознаванию образов по результатам съемки беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) активно развивается и масштабируется. Несмотря на это, исторически используемый подход по дешифрированию по космическим снимкам сохраняет ряд преимуществ, в том числе позволяет охватить большие территории и получить общий вид состояния лесных массивов на глобальном уровне. По космическим снимкам можно систематически наблюдать изменения в массиве лесов, а также анализировать динамику и воздействие на экосистему.

Определение области вырубок по космическим снимкам представляет собой сложную задачу, которая требует тщательного анализа при обработке данных. Основные сложности состоят в том, что вырубки, как правило, сопровождаются негативными факторами, такими как укрытие растительностью или недостаточное пространственное разрешение снимков. Космические снимки обладают ограничением на допустимое пространственное разрешение, что ярко выражено при работе с отдаленными участками. Это может затруднять точную идентификацию вырубки и оценку соответствующих параметров, таких как размеры и форма.

Кроме того, сезонные изменения в растительности, уровень осадков или процент облачности влияют на качество и доступность космических снимков. Для получения достоверных результатов необходимо проводить анализ нескольких снимков, сделанных в разные временные периоды, например, в разные сезоны года. Это позволит учесть негативные факторы и получить более точные оценки.

БПЛА, как сравнительно новая технология, также предлагает ряд преимуществ для определения вырубок. Полученные снимки обладают высоким разрешением и позволют определить не только границы вырубки, но и состояние, степень повреждения и тип вырубки. Это может быть полезно для небольших участков или труднодоступных районов, которые затруднительно определить с помощью космических снимков.

Кроме того, использование БПЛА обеспечивает возможность проведения детального анализа и дополнительных исследований, таких как сбор дополнительных данных о типах деревьев, структуре древостоя и здоровье леса. Это позволяет получать подробный вид вырубки и сделать анализ последствий для окружающей среды.

Однако, несмотря на преимущества БПЛА, использование данных аэрофотосъемки для распознавания области вырубок пока имеет существенный недостаток — высокую стоимости съемки. Для использования снимков БПЛА необходим ряд условий: средства БПЛА, подготовленные сотрудники, необходимое оборудование для разных видов съемки, командирование на места съемки. В итоге стоимость получается в разы выше, чем покупка космических снимков, что делает их ограниченными в использовании для некоторых организаций и исследователей. Кроме того, есть ограничения законодательства и требования в области безопасности, что снижает возможность их использования на некоторых территориях.

Использование методов машинного обучения

Определение антропогенных зон относится к классу задач по распознаванию образов. Для решения таких задач используются математические методы, например, методы пороговой обработки изображений, а также методы наращивания областей, методы машинного обучения [1, 2]. Последнее получило применение в области распознавания изображений благодаря способности обрабатывать большие объемы данных и находить сложные закономерности. Применение нейронных сетей для распознавания антропогенных зон может повысить точность и скорость выполнения этого процесса.

Преимуществом такого подхода является способность работать с неструктурированными данными, такими как космические снимки. Нейронные сети могут использовать пиксельные данные изображений и находить в них закономерности. Это способствует нахождению скрытых признаков или шаблонов, которые могут быть невидимы при анализе другими методами.

Одной из возможных структур нейронных сетей для распознавания являются сверточные нейронные сети (CNN — Convolutional Neural Networks) [3], изначально разработанные для обработки изображений и применяемые в анализе и классификации объектов. Сверточные слои нейронной сети извлекают базовые признаки, такие как линии, углы и текстуры, а потом распознают сложные уровни признаков, например, формы деревьев или границы вырубок. Это делает их подходящим выбором для обработки данных ДЗЗ.

Другой тип нейронных сетей, который может использоваться, — это рекуррентные нейронные сети (RNN — Recurrent Neural Networks) [4]. Они подходят для анализа последовательностей данных и могут использоваться для определения динамики вырубок. Например, могут предсказывать, как изменяются антропогенные зоны со временем или выявлять повторяющиеся закономерности в рассматриваемой области.

Использование нейронных сетей и машинного обучения в распознавании вырубок по данным ДЗЗ дает ряд преимуществ. Во-первых, автоматизирует процесс и повышает скорость обработки больших объемов данных, что позволяет сократить трудозатраты сотрудников на ручное распознавание, тем самым высвобождая время для других задач. Во-вторых, обнаруживает сложные закономерности и шаблоны, которые могут быть пропущены человеком, что может позволить достичь более высоких показателей точности, а также извлечь новую информацию для дальнейшего исследования. Наконец, нейронные сети и машинное обучение предполагают создание моделей, которые могут адаптироваться и улучшаться по мере получения новых данных, что положительно скажется на преимуществе такого подхода.

Описание построенного алгоритма дешифрирования

В рамках статьи рассматривается использование космических снимков для распознавания вырубок в силу большей практической применимости. Такое решение обуславливается вышеописанными преимуществами и недостатками различных данных ДЗЗ.

Ключевым моментом для распознавания вырубок является качество исходных данных (параметры разрешения, зашумленность изображения, точность разметки

и масок), на основе которых будет происходить обучение и валидация модели. Для исследовательских целей в обучении модели обычно используются данные из открытых источников, однако для решения производственных задач было принято решение использовать более качественные ранее закупленные и предварительно распознанные оператором космические снимки. Спутниковые снимки имеют разрешение до 2-х метров с 4-мя каналами и 16-битной цветовой гаммой. Данные космические снимки были предварительно подготовлены для обучения модели: размечены с учетом сезонности, растительности и других факторов. Примеры исходных данных и их маски можно увидеть на рисунках 1 и 2.

Стоит отметить, что показанные вырубки в виде транспортной инфраструктуры и площадных объектов составляют основную часть имеющегося набора данных. В обучающей выборке, необходимой для обучения нейронной сети, использовались космические снимки общей площадью 22,89 км^2, из которой вырубки составляют 2,94 км^2.

Задача распознавания вырубок по космическим снимкам в нашей постановке относится к классу задач семантической сегментации, когда каждому пикселю входного изображения должен быть подобран свой класс. В данном случае речь о бинарной классификации.

В рамках исследуемой задачи нами было принято решение использовать базовую структуру нейронной сети с многослойным перцептроном. Решение поставленной задачи было начато с рассмотрения его возможностей. Несмотря на то, что перцептрон не способен учесть сложные взаимосвязи между данными, такие как геометрическое расположение пикселей относительно друг друга, у него есть некоторые преимущества, обусловленные простой структурой и небольшим числом параметров:

- перцептрон обладает высокой скоростью обучения;
- перцептрон обладает возможностью интерпретации влияния параметров на конечный результат;
- перцептрон требует меньше вычислительных ресурсов для обучения и сохранения модели;
- перцептрон справляется с задачами, где данные содержат простую структуру.

Для передачи данных для обучения в перцептрон применялся подход на основе конвертации многомерного массива данных космического снимка в двухмерный массив, чтобы значения каналов одного пикселя содержались в одной строке, а сами номера строк представляли собой номера исходных пикселей (рис. 3).

Для обучения представленных данных была построена полносвязная нейронная сеть с двумя скрытыми слоями 32 и 64 нейрона в каждом. Входным слоем служило число нейронов, соответствующее числу каналов входного изображения, в нашем случае 4. Выходной слой представлял собой два нейрона для бинарной классификации (рис. 4.). Функция активации для скрытых слоев была выбрана ReLu, а для выходного слоя Softmax [5]. В качестве метода оптимизации был выбран алгоритм Adam [6], в качестве функции потерь была принята кроснэнтропийная разница между маской и прогнозами модели, а в качестве метрики при обучении использовалась точность. Обучение прекращалось, если точность модели при прохождении эпохи не увеличилась больше, чем 0,001.

Рис. 1. Площадные объекты и их маски, как вырубки
Fig. 1. Area objects and their masks, like cuttings

Рис. 2. Транспортная инфраструктура и ее маска
Fig. 2. Transport infrastructure and its mask

Текущие результаты

Модель показала существенную зависимость от входных данных для обучения и валидации. Ввиду самостоятельного выбора порога значения вероятности для бинарной классификации можно говорить только об интервальном оценивании характеристик модели. При применении обученной нейронной сети на данных, полученных с тех же космических аппаратов и того же сезона съемки, что и в обучающей выборке, результаты по точности и полноте находятся в диапазоне 71–78 %. В то время как для существенно отличающихся по характеристикам разрешения или сезону съемки космических снимков результаты распознавания являются низкими и находятся в диапазоне 18–26 % точности и полноты. Эту проблему можно решить путем увеличения выборки данных или использования более сложных нейронных сетей.

На рисунке 6 представлен результат работы нейронной сети для предложенных

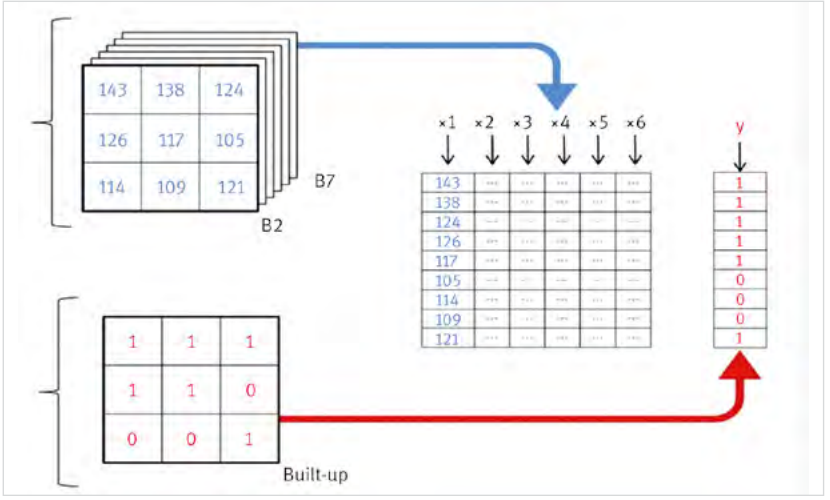


Рис. 3. Принцип конвертации массивов данных
Fig. 3. Principle of converting data sets

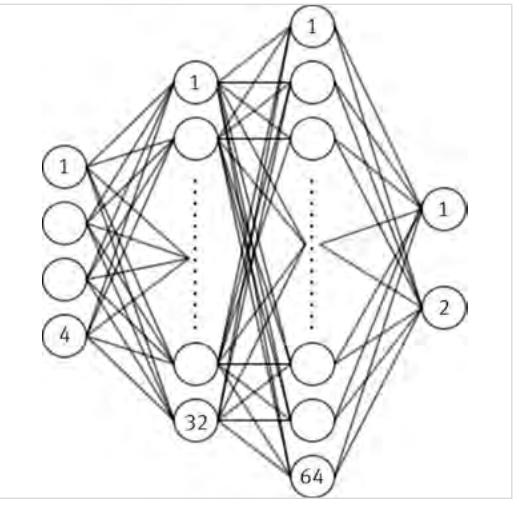


Рис. 4. Схема нейронной сети
Fig. 4. Neural network diagram

космоснимков (рис. 5). Чем ближе цвет к черному, тем выше вероятность, что это вырубка.

Итоги

В дальнейшем планируется применить другие алгоритмы автоматического дешифрирования, например, нейронные сети типа Unet [7], DeepLabV3 [8], ResNet [9] и другие, а также предусмотреть метрики для сравнения результатов работы алгоритмов. Дополнительно необходимо рассмотреть интеграцию алгоритмов распознавания образов с импортозамещающей платформой. Результатом всех этих исследований будет являться система по автоматизированному дешифрированию зон антропогенного воздействия для решения производственных задач АО «ТомскНИПИнефть» для решения производственных задач, на базе которой в дальнейшем можно будет рассматривать не только зоны антропогенного воздействия, но и другие задачи геопространственного анализа.

Выводы

На основании проведенного исследования можно сказать, что задача автоматического дешифрирования зон антропогенного воздействия актуальна в рамках экологического мониторинга на нефтегазовых месторождениях. Для её выполнения можно использовать различные виды данных ДЗЗ, такие как космические снимки и снимки БПЛА. Оба варианта имеют преимущества и недостатки, однако в силу экономических обоснований и большего практического использования на данный момент космические снимки представляют больший интерес. Однако при снижении стоимости применения БПЛА и облегчения законодательного регулирования их использование в будущем может дать более точные результаты. Использование подхода на основе нейронных сетей к задаче определения антропогенных зон может сократить трудозатраты сотрудников и предоставить возможность сфокусироваться на анализе уже полученных результатов.

Литература

1. Кривогуз Д.О. Анализ изменения землепользования и растительного покрова (LULC) Керченского полуострова с 1990 по 2020 гг. с помощью ДЗЗ и машинного обучения // Экспериментальное ландшафтоведение: теория, методология, практика. 2023. С. 36–37.
2. Напрюшкин А.А. Алгоритмическое и программное обеспечение системы интерпретации аэрокосмических изображений для решения задач картирования ландшафтных объектов. Диссертация. Томск: 2002. 183 с.
3. Багаев И.И. Анализ понятий нейронная сеть и сверточная нейронная сеть, обучение сверточной нейросети при помощи модуля TensorFlow // Математическое и программное обеспечение систем в промышленной и социальной сферах. 2020. Т. 8. № 1. С. 15–22.
4. Кострюкова М.И. Распознавание цветных изображений с использованием рекуррентных нейронных сетей в сравнении со сверточными нейронными сетями // Актуальные проблемы прикладной математики, информатики и механики. Воронеж: Вэлборн, 2022. С. 537–543.
5. Соснин А.С., Суслова И.А. Функции активации нейросети: сигмоида,

Рис. 5. Участок космоснимка для распознавания
Fig. 5. Satellite image area for recognition

Рис. 6. Результат работы алгоритма
Fig. 6. Result of algorithm

линейная, ступенчатая, relu, tahn // Наука. Информатизация. Технологии. Образование. Екатеринбург: РГППУ, 2019. С. 237–246.
6. Петухов Д.Е., Белов Ю.С. Обзор часто используемых алгоритмов по оптимизации стохастического градиентного спуска // E-Scio. 2021. № 1. С. 553–561.
7. Alexakis E., Armenakis C. Evaluation of UNet and UNet++ architectures in high resolution image change detection applications. International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences, 2020, Vol. 43, P. 1507–1514. (In Eng).
8. Yang W., Zhang J.L., Xu Z.Y., Hu K. A real-time DeepLabv3+ for pedestrian segmentation. Opticheskii Zhurnal, 2019, Vol. 86, issue 9, P. 49–59. (In Eng).
9. Рудь А.А., Рудь С.А. Сравнение архитектур сверточных нейронных сетей на основе Resnet в задаче распознавания изображений // Проблемы техники и технологий телекоммуникаций ПТиТТ-2020. Самара: ПГУТИ, 2020. С. 305–306.

ENGLISH

Results

In the future, it is planned to explore other algorithms for automatic decryption, such as neural networks like Unet [7], DeepLabV3 [8], ResNet [9], and others, as well as provide metrics for comparing the performance of these algorithms. Additionally, integration of image recognition algorithms with import-substituting platforms should be considered. The outcome of these studies will be a system for automated decryption of anthropogenic impact zones, which will be implemented in "TomskNIPIneft JSC" to address production tasks. Moreover, this system can serve as a basis for further analysis of not only anthropogenic impact zones but also other geospatial analysis tasks.

Conclusions

Based on the conducted research, it can be stated that the task of automatic decryption of anthropogenic impact zones is relevant within the framework of environmental monitoring in oil and gas fields. Various types of remote sensing data can be used for this purpose, such as satellite imagery and unmanned aerial vehicle (UAV) images. Both options have advantages and disadvantages, however, due to economic justifications and greater practical use at the present time, satellite imagery is of greater interest. However, as the cost of UAV application decreases and legislative regulations become more lenient, their use in the future may produce more accurate results. Employing a neural network-based approach to the identification of anthropogenic zones can reduce the labor requirements of personnel and provide the opportunity to focus on the analysis of the obtained results.

References

1. Krivoguz D.O. Analysis of land use and land cover change (LULC) of the Kerch Peninsula from 1990 to 2020 using remote sensing and machine learning. Experimental landscape science: theory, methodology, practice. 2023. P. 36–37. (In Russ).
2. Napryushkin A.A. Algorithmic and software systems for interpreting aerospace images for solving problems of mapping landscape objects. Dissertation. Tomsk: 2002, 183 p. (In Russ).
3. Bagaev I.I. Concept analysis neural network and conventional neural network, conventional neural network training using the TensorFlow module. Software of systems in the industrial and social fields, 2020, Vol. 8, issue 1, P. 15–22. (In Russ).
4. Kostryukova M.I. Recognition of color images using recurrent neural networks in comparison with convolutional neural networks. Current problems of applied mathematics, computer science and mechanics. Voronezh: Welborn, 2022, P. 537–543. (In Russ).
5. Sosnin A.S., Suslova I.A. Functions of neural net activation: sigmoid, linear, step, relu, tahn. The science. Informatization. Technologies. Education. Ekaterinburg: Russian State Vocational Pedagogical University, 2019, P. 237–246. (In Russ).
6. Petukhov D.E., Belov Yu.S. Review of commonly used algorithms for optimizing stochastic gradient descent. E-Scio, 2021, issue 1, P. 553–561. (In Russ).
7. Alexakis E., Armenakis C. Evaluation of UNet and UNet++ architectures in high resolution image change detection applications. International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences, 2020, Vol. 43, P. 1507–1514. (In Eng).
8. Yang W., Zhang J.L., Xu Z.Y., Hu K. A real-time DeepLabv3+ for pedestrian segmentation. Opticheskii Zhurnal, 2019, Vol. 86, issue 9, P. 49–59. (In Eng).
9. Rud A.A., Rud S.A. Comparison of convolutional neural network architectures based on Resnet in the problem of image recognition. Problems of engineering and technology of telecommunications PTTT-2020. Samara: Volga State University of Telecommunications and Informatics, 2020, P. 305–306. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Элешкевич Алексей Дмитриевич, студент 2 курса магистратуры, Томский государственный университет, Томск, Россия; инженер, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия
Для контактов: eleshkevichad@tomsknipi.ru

Еременко Марк Сергеевич, инженер, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Сайбель Екатерина Георгиевна, ведущий инженер, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Христолюбов Илья Александрович, начальник отдела геоинформационных технологий, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Чернов Артем Геннадьевич, к.т.н. главный специалист, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

Eleshkevich Alexey Dmitrievich, 2nd year master's student, Tomsk State University, Tomsk, Russia; engineer, "TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia
Corresponding author: eleshkevichad@tomsknipi.ru

Eremenko Mark Sergeevich, engineer , "TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia

Saibel Ekaterina Georgievna, leading engineer, "TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia

Hristolyubov Ilya Aleksandrovich, head of the geoinformation technology department, "TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia

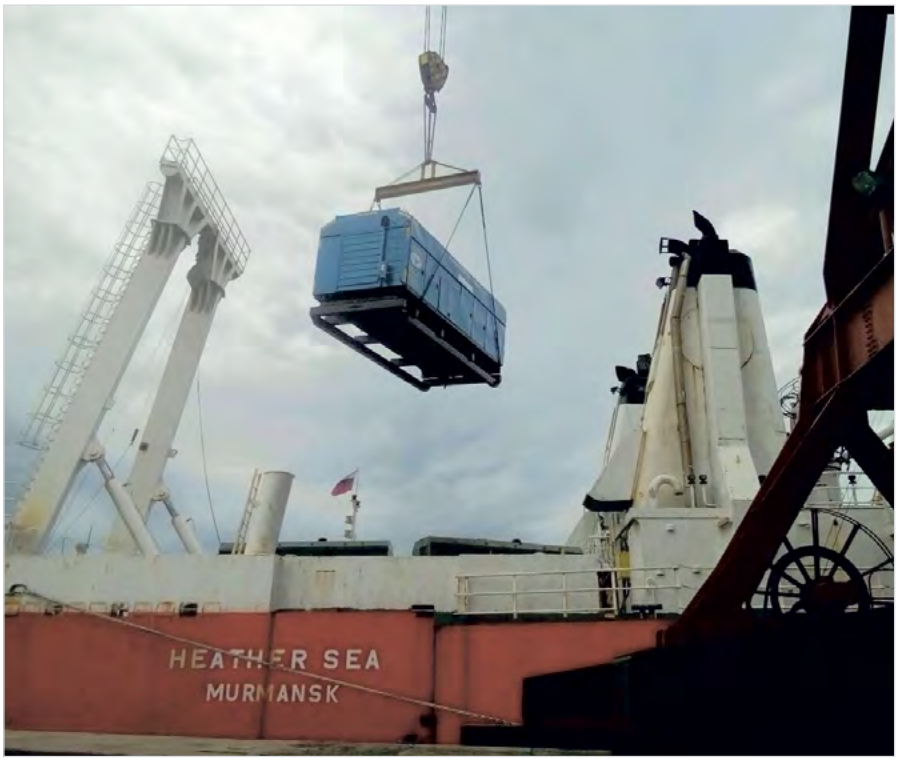
Chernov Artem Gennadievich, ph.d. of engineering sciences chief specialist, "TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia

Компрессорная техника ККЗ для освоения месторождений нефти и газа на Арктическом морском шельфе

Россия обладает большим потенциалом добычи нефти и газа на морском шельфе: Арктический шельф РФ является крупнейшей в мире углеводородной сырьевой базой. Для успешной разведки залежей и последующего их освоения требуется высококачественное надежное оборудование, предназначенное для долгосрочной эксплуатации на морских судах и платформах с учетом повышенной влажности, высокого содержания соли в морской воде, сурового арктического климата и морской качки. Такое компрессорное и газоразделительное оборудование уже более десяти лет разрабатывает и производит Краснодарский компрессорный завод (ККЗ).

С 2015 года ККЗ успешно поставляет воздушные компрессоры и компрессорные станции собственного производства на морские суда геофизических и геологоразведочных компаний, таких как ОАО «Морская арктическая геологоразведочная экспедиция» (МАГЭ) и ОАО «Дальморнефтегеофизика», а формат ежедневной бесперебойной эксплуатации доказывает их надежность и качество. Для всех моделей компрессоров в морском исполнении предусмотрены возможности монтажа на виброопорах с подключением всех патрубков компрессора к трубопроводам судна через металлокомпенсаторы для минимизации колебаний при качке и исключения передачи вибрации на корпус судна.

Кроме морских воздушных компрессорных установок, на шельфе востребованы генераторы азота высокого давления. Азотные компрессорные станции серии ТГА генерируют концентрированный азот из атмосферного воздуха непосредственно на морской арктической платформе. Широкий ряд моделей азотных станций позволяет выбрать показатели давления нагнетания до 400 бар, производительность до 20 Нм^3/мин, концентрацию до 99 %.



Первые азотные станции ККЗ использовались для обеспечения азотом самоподъемной плавучей буровой установки (СПБУ) «Арктическая» в 2008 г. Позже оборудование поставлялось для морских добывающих платформ на месторождениях им. Филановского и им. Корчагина. Успешен опыт экспортных поставок - станции работают в Азербайджане и Казахстане.

Добывающие предприятия, ведущие разработку нефтегазовых месторождений на шельфе, активно используют возможности аренды азотных станций для оперативного решения срочных задач на морских нефтегазовых платформах. Азотная станция ТГА-10/251 использовалась для морской ледостойкой стационарной платформы (МЛСП) «Приразломная». Аренда азотных и воздушных станций этой серии пользуется спросом и для других морских проектов таких компаний как ООО «ЛУКОЙЛНижневолжскнефть», ООО «Газпромнефть-Сахалин», ООО «Газпром бурение» и др.

Для успешного освоения арктических месторождений, дальнейшего развития шельфовой добычи углеводородов и выполнения планов правительства по импортозамещению Краснодарский компрессорный завод готов обеспечить морские суда и добывающие платформы современным высококачественным российским компрессорным и газоразделительным оборудованием собственного производства в специальном морском арктическом исполнении.

КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Спецпроект ККЗ

КОМПРЕССОРНАЯ ТЕХНИКА
для освоения морских месторождений

разработана специально для эксплуатации в морских условиях с учетом арктического климата

Для морских платформ
АЗОТНЫЕ СТАНЦИИ
генераторы азота

- производят концентрированный азот из атмосферного воздуха
- применяются для освоения и ремонта газовых и нефтяных скважин, повышения КИН, очистки и испытаний трубопроводов, обеспечения пожаробезопасности на морских платформах

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- **производительность** до **20** Нм^3/мин.
- **давление** до **400** бар
- **концентрация азота** до **99 %**

Для геологоразведочных судов
ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРЫ
и компрессорные станции

- компримируют атмосферный воздух и подают его под высоким давлением к объекту на судне
- используются в качестве источника питания пневмопушек на геологоразведочных судах сжатым воздухом

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- **производительность** до **20** Нм^3/мин.
- **давление** до **250** бар

УНИКАЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
для эксплуатации за полярным кругом

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

www.kkzav.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-134-140 УДК 621.791.01 I Научная статья

Механические свойства и коррозионная стойкость сварного соединения труб из супердуплексной стали SAF 2507, выполненного способом РАД с принудительным межслойным охлаждением

Филистеев В.Г.[1], **Садыков А.А.**[1], **Березовский А.В.**[2]
[1]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия, [2]ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия
v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация
Дуплексные стали склонны к изменению свойств в зоне термического влияния при воздействии сварочного термического цикла. В данном исследовании приведены механические, коррозионные свойства и фазовый состав основного металла, зоны термического влияния и металла шва сварного соединения труб ø 89×15,0 из супердуплексной нержавеющей стали SAF 2507 после сварочного термического воздействия с принудительным межслойным охлаждением.

Материалы и методы
Исследуемым материалом в данной работе является супердуплексная сталь SAF 2507. Трубы ø 89 мм с толщиной стенки 15,0 мм из указанной марки стали сваривали ручной аргонодуговой сваркой неплавящимся вольфрамовым электродом марки ЭВЧ по ГОСТ 23949-80 с применением сварочной проволоки (прутка) диаметром 2,4 мм марки OK Tigrod 2509 с повышенным содержанием никеля по сравнению с основным металлом, в среде защитного газа аргон высшего сорта по ГОСТ 10157-79. Механические испытания сварных соединений выполняли в соответствии с ГОСТ 6996 «Методы определения механических свойств», испытания на питтинговую коррозию проводили по ГОСТ 9.912-89 и ASTM G 48-00. Свойства образцов оценивали в соответствии с СТО Газпром 2-3.7-050-2006.

Ключевые слова
дуплексные нержавеющие стали, сварочный термический цикл, механические свойства, δ-феррит, питтинговая коррозия

Для цитирования
Филистеев В.Г., Садыков А.А., Березовский А.В. Механические свойства и коррозионная стойкость сварного соединения труб из супердуплексной стали SAF 2507, выполненного способом РАД с принудительным межслойным охлаждением // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 134–140. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-134-140

Поступила в редакцию: 24.11.2023

UDC 621.791.01 I Original Paper

Mechanical properties and corrosion resistance of the super duplex steel SAF 2507, pipe weld joint made by the manual tig welding with using forced interlayer cooling

Filisteev V.G.[1], **Sadykov A.A.**[1], **Berezovsky A.V.**[2]
Gazprom “VNIIGAZ” LLC, Moscow, Russia, [2]Ural federal university named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia
v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract
Duplex steels tend to change properties in the zone of thermal influence when exposed to the welding thermal cycle. This study presents the investigation results of the mechanical properties, corrosion-resistance, phase composition and hardness of the base metal, the heat affected zone and the weld metal of super duplex stainless steel SAF 2507 pipes joints ø 89×15,0 maded by Manual TIG Welding with the using of forced interlayer cooling.

Materials and methods
The base metals used in this investigation is super duplex steel SAF 2507 Pipes. The pipes of the specified steel grade ø 89 mm×15,0 mm were welded by manual TIG welding using of 2,4 mm OK Tigrod 2509, similar to the base metal chemical composition, with the applying argon protective gas 99,993 %. Mechanical tests of welded joints were performed in accordance with GOST 6996 “Methods for determining mechanical properties”, pitting corrosion tests in accordance with ASTM G 48 A. The properties of the samples were evaluated in accordance with STO Gazprom 2-3.7-050-2006.

Key words
duplex stainless steels, welding thermal cycle, mechanical properties, δ-ferrite, pitting corrosion

For citation
Filisteev V.G., Sadykov A.A., Berezovsky A.V. Mechanical properties and corrosion resistance of the super duplex steel SAF 2507, pipe weld joint made by the manual tig welding with using forced interlayer cooling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 134–140. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-7-134-140

Received: 24.11.2023

Основу микроструктуры дуплексных нержавеющих сталей составляют две фазы: аустенит и феррит. Содержание феррита в каждой марке дуплексных сталей разное, но обычно в пределах от 40 до 60 %, остальное — аустенит. Приблизительно одинаковое количество каждой фазы неслучайно — именно так обеспечивается более высокая коррозионная стойкость, прочность, ударная вязкость и хорошая свариваемость этих сталей.

Воздействие сварочного термического цикла вызывает в дуплексных сталях микроструктурные изменения, выделения нитридов хрома, σ-, χ- и α'-фазы или одновременно и то, и другое, что может повлиять на свойства сварного соединения. Учет влияния термических циклов и различных составов основного и присадочного металла имеет решающее значение для производства сварных соединений с оптимальными механическими свойствами и коррозионной стойкостью [1].

С целью исследования свойств сварных соединений дуплексной стали SAF 2507 после воздействия сварочного термического цикла выполнили сварку контрольного сварного соединения (КСС) труб диаметром 89,0 мм с толщиной стенки 15,0 мм. Подготовку кромок труб перед сваркой произвели с использованием металлорежущего оборудования в соответствии с ГОСТ 16037-80 (рис. 1). Сборку сварного соединения выполняли с применением наружного центратора с зазором между кромками 2,4 мм. Для фиксации свариваемых элементов выполнили три равномерно расположенные по окружности прихватки длиной по 15 мм. К сварке корневого слоя шва приступили с противоположной стороны от третьей прихватки. Сварку выполняли без предварительного подогрева с применением источника питания марки ESAB Heliarc 305 AC/DC при температуре окружающего воздуха 21 °С. Сварку корневого слоя шва выполнили секторами, заваривая участки с противоположных сторон между прихватками, как показано на рисунке 2. Параметры и режимы сварки приведены в таблице 1. При выполнении прихваток и сварки всех слоев шва внутреннюю полость труб заполняли аргоном для защиты внутренней части сварного шва от взаимодействия с окружающим воздухом.

Сварку заполняющих слоев шва старались выполнять с минимальными поперечными колебаниями горелки. Начиная с пятого слоя сварку каждого слоя выполняли за два прохода, а высота каждого слоя не превышала 2 мм. Для выполнения сварки всего сварного соединения потребовалось выполнить 10 слоев за 16 проходов. После каждого прохода производили охлаждение КСС водой. К сварке каждого последующего прохода приступали при межслойной температуре 40^{+5} °С. Температуру замеряли с помощью бесконтактного инфракрасного термометра (рис. 3) с диапазоном измерения от -30 до +550 °С, погрешность измерения ±3 °С. Общее время выполнения сварки КСС составило 3 часа 15 минут.

С целью определения скорости сварки и последующего расчета погонной энергии сварки с помощью секундомера замеряли время горения дуги и длину шва, выполненного за данный отрезок времени. Для удобства замера длины шва на одной из катушек по периметру нанесли разметку с шагом в 5 мм (рис. 4).

Для проведения механических испытаний и испытаний на коррозионную стойкость сварное соединение разрезали на образцы в продольном направлении (вдоль оси трубы).

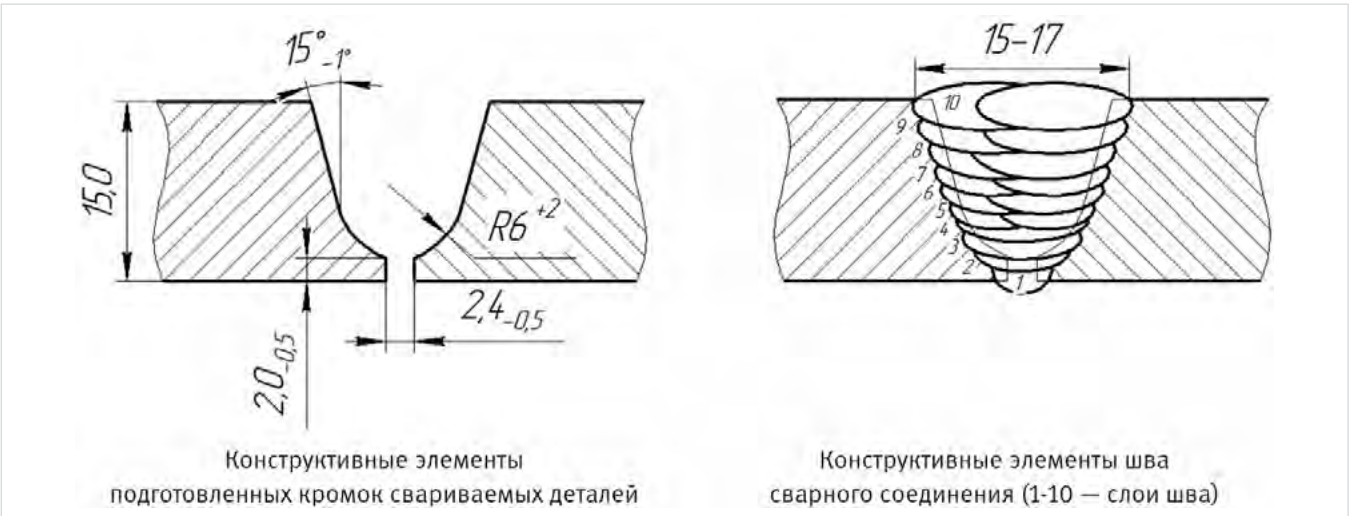


Рис. 1. Эскиз сварного соединения и шва
Fig. 1. Sketch of weld and seam

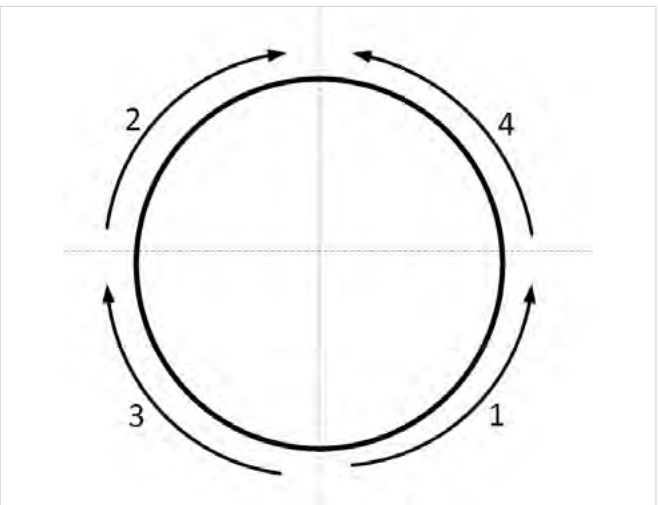


Рис. 2. Расположение и очередность сварки участков корневого слоя шва: 1, 2, 3, 4 — последовательность сварки участков шва
Fig. 2. Location and welding order of sections of the root layer of the joint: 1, 2, 3, 4 – welding sequence of seam sections

Рис. 3. Измерение межслойной температуры
Fig. 3. Interlayer temperature measurement

Рис. 4. Разметка с шагом 5 мм по периметру сварного соединения
Fig. 4. Marking in 5 mm increments around the perimeter of the weld

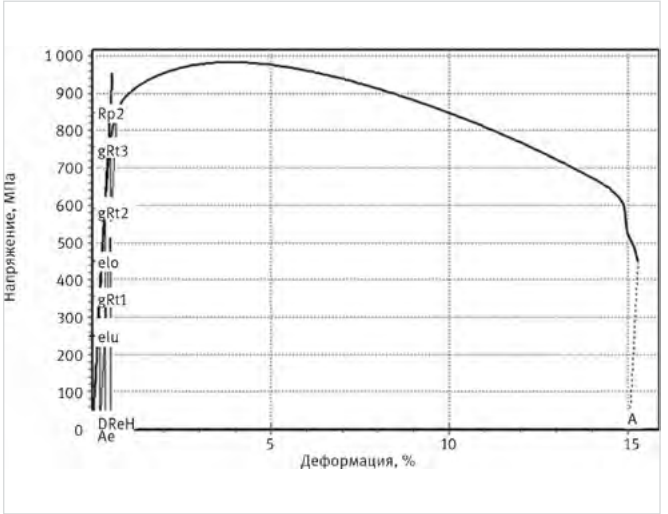


Рис. 5. Диаграмма растяжения образца сварного соединения стали SAF 2507
Fig. 5. Tensile diagram of welded steel joint sample SAF 2507

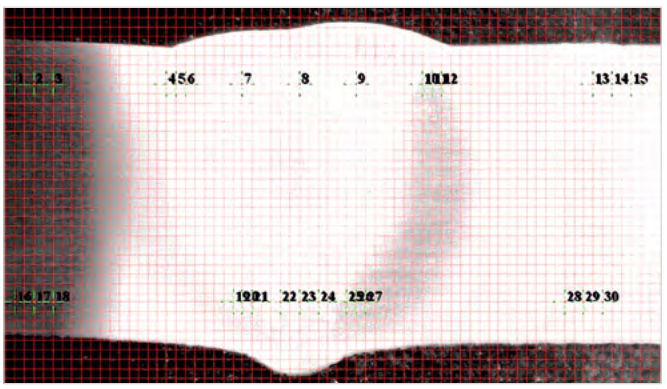


Рис. 6. Схема замера твердости сварного соединения. Цифрами указаны номера точек замера твердости
Fig. 6. Diagram of the measurement of the hardness of the weld. Numbers of the hardness measurement points

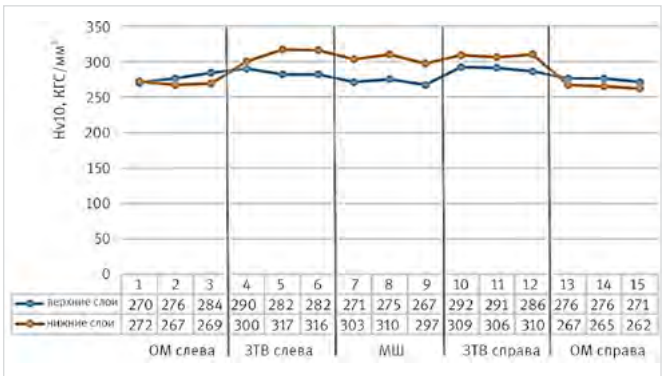


Рис. 7. График изменения твердости в нижних и верхних слоях сварного соединения
Fig. 7. Chart of change of the hardness in the lower and upper layers of the weld

Табл. 1. Параметры режимов сварки
Tab. 1. Parameters of welding modes

Номер слоя	Температура перед сваркой валика, °С	Температура после завершения сварки прохода, °С	Напряжение, В	Сварочный ток, А	Скорость сварки, мм/мин	Погонная энергия сварки, кДж/мм	Примечание
1 (корневой)	21	66	21,0	115	82,0	1,24	
2	35	84	36,0	163	92,73	2,65	
3	28	103	33,0	180	80,0	3,12	
4	27	103	35,0	197	93,0	3,11	
5.1 5.2	30 80	83 146	32,5 32,5	180 180	112,2 112,2	2,19	Слой за два прохода без охлаждения между проходами
6.1 6.2	30 35	95 87	32,0 32,0	180 180	113,79 113,79	2,13	Слой за два прохода с охлаждением между проходами
7.1 7.2	30 42	90 87	32,5 32,5	180 180	112,89 112,89	2,18	Слой за два прохода с охлаждением между проходами
8.1 8.2	37 45	84 105	32,0 32,0	180 180	114,75 114,75	2,10	Слой за два прохода с охлаждением между проходами
9.1 9.2	37 30	92 102	32,5 29,0	180 157	122,12 91,0	2,01 2,10	Слой за два прохода с охлаждением между проходами
10.1 10.2	37 40	82 75	29,0 30,0	157 157	85,36 116,66	2,24 1,70	Слой за два прохода с охлаждением между проходами

Испытания на статическое растяжение сварного соединения проводили на стандартных плоских образцах типа III ГОСТ 6996 с применением сервогидравлической напольной машины LF-TTM 1500 kN со скоростью нагружения образцов не более 15 мм/мин. На рисунке 5 показана диаграмма растяжения образца сварного соединения из дуплексной стали SAF 2507. Полученные при механических испытаниях количественные характеристики механических свойств сварного соединения и допустимые характеристики в соответствии с СТО Газпром 2-3.7-050-2006 приведены в таблице 2. Также в таблице 2 приведены механические характеристики основного металла трубы и нормативные значения наплавленного металла сварочной проволоки OK Tigrod 2509.

Измерение твердости по Виккерсу (HV10, ГОСТ 2999-75 и ISO 6507) выполнили по ГОСТ 6996, на макрошлифе в нижних и верхних слоях основного металла (ОМ), зоны термического влияния (ЗТВ) и металла шва (МШ) определили по точкам, приведенным на рисунке 6. Измерение твердости металла различных участков сварного соединения произвели с помощью автоматического твердомера Struers Duramin A300. На рисунке 7 приведен график изменения твердости в нижних и верхних слоях сварного соединения.

Испытания на ударную вязкость проводили на стандартных образцах с острым V-образным надрезом (Шарпи) типа IX по ГОСТ 6996 при температуре образцов -40 °С. Испытания проводили с надрезом по центру сварного шва, по линии сплавления (ЛС) и на участке основного металла на расстоянии 2 мм от ЛС (ЛС+2). Полученные результаты также указаны в таблице 2. График изменения значений ударной вязкости KCV от центра сварного шва к основному металлу приведен на рисунке 8.

Массовую долю содержания легирующих элементов в МШ и ОМ определяли с применением напольной модели спектрометра оптико-эмиссионного Q8 MAGELLAN.

Химический состав и значение PRE (эквивалентное число сопротивления точечной коррозии) супердуплексной стали SAF 2507, сварочной проволоки OK Tigrod 2509 и металла сварного шва приведен в таблице 3.

Стойкость к точечной коррозии в нержавеющих сталях PRE была рассчитана в соответствии с СТО Газпром 2-3.7-050-2006, в зависимости от количества определенных элементов *(Cr, Mo* и *N*) содержащихся в стали, согласно приведенному уравнению (1) [4]:

$$PRE = [\%Cr] + 3{,}3[\%Mo] + 16\,[\%N]. \quad (1)$$

Микроструктурный количественный анализ содержания δ-феррита выполнили в соответствии с ГОСТ 8233 и ASTM E562 путем систематического подсчета точек вручную на образцах при 500-кратном увеличении. Этот метод испытаний основан на стереологическом принципе, согласно которому используется сетка с несколькими регулярно расположенными точками, систематически размещенная поверх изображения микроструктуры. Исследование микроструктуры проводили в трех зонах, показанных на макрошлифе рисунка 9.

Количество δ-феррита определили как среднее арифметическое значение, полученное при рассмотрении пяти полей в каждой зоне сварного соединения. Снимки полей микроструктур МШ, ЗТВ, ОМ с нанесенной сеткой поверх снимка приведены на рисунках 10 а–в соответственно. Полученные значения содержания δ-феррита приведены в таблице 4.

Испытания на питтинговую коррозию проводились в соответствии с методикой ГОСТ 9.912-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Стали и сплавы коррозионностойкие. Методы ускоренных испытаний на стойкость к питтинговой коррозии, ASTM G48 Стандартные методы испытаний нержавеющей стали и родственных сплавов на коррозионную стойкость с использованием растворов хлористого железа Метод А.

Метод А предназначен для определения относительной стойкости к питтинговой коррозии нержавеющих сталей и хромсодержащих сплавов на основе никеля. Испытания проводили с погружением пяти образцов в 10%-й раствор железа трихлорида гексагидрата $FeCl_3 \times 6H_2O$ (6%-ный — в пересчете на безводную соль $FeCl_3$) на 72 часа при температуре 35 °С. Суммарная площадь поверхностей образцов составила 75,22 см^2, а суммарная масса образцов до испытания была равна 65,84566 граммов. После испытаний суммарная масса образцов была равна 65,83948 грамма,

Табл. 2. Механические характеристики сварного соединения, основного металла трубы и нормативные значения наплавленного металла сварочной проволоки OK Tigrod 2509
Tab. 2. Mechanical characteristics of welded joint, main metal pipe and standard values of welded metal welding wire OK Tigrod 2509

Механические свойства	Предел прочности, $\sigma_в$, МПА	Предел текучести, $\sigma_т$, МПА	Относительное удлинение, σ, %	Ударная вязкость, KCV^{-40}, Дж/см^2		
Сварное соединение	984	849	59,6	МШ	ЛС	ЛС+2
				239	250	125
SAF 2507	730–930	≥530	≥25	125		
OK Tigrod 2509	850	670	30	143		
СТО Газпром 2-3.7-050-2006	≥750	≥675	≥15	≥56		

Рис. 8. График изменения ударной вязкости KCV:
МШ — металл шва, ЛС — линия сплавления, ЛС+2 — основой металл на расстоянии 2 мм от линии сплавления
Fig. 8. Impact viscosity change graph KCV: МШ – seam metal, ЛС – alloy line, ЛС+2 – base metal at a distance of 2 mm from the alloying line

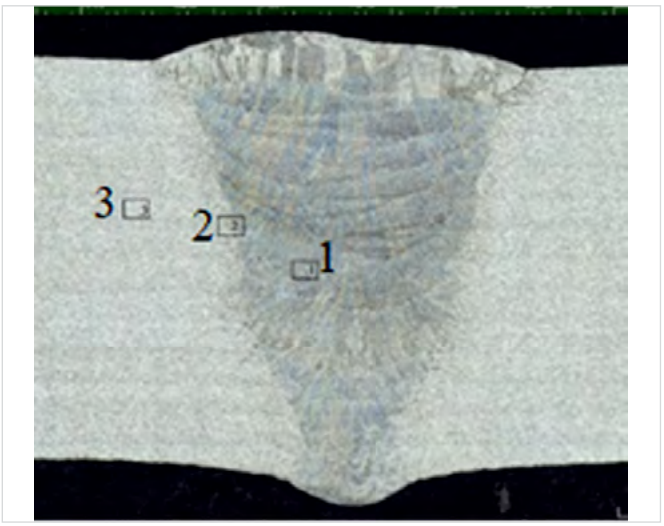


Рис. 9. Макроструктура поперечного сечения образца с выделенными зонами для анализа микроструктуры:
1 — МШ (металл шва), 2 — ЗТВ (зона термического влияния — участок сплавления), 3 – ОМ (основой металл)
Fig. 9. Macrostructure of the cross section of the sample with dedicated zones for microstructure analysis: 1 – seam metal; 2 – thermal influence zone – fusion site; 3 – base metal

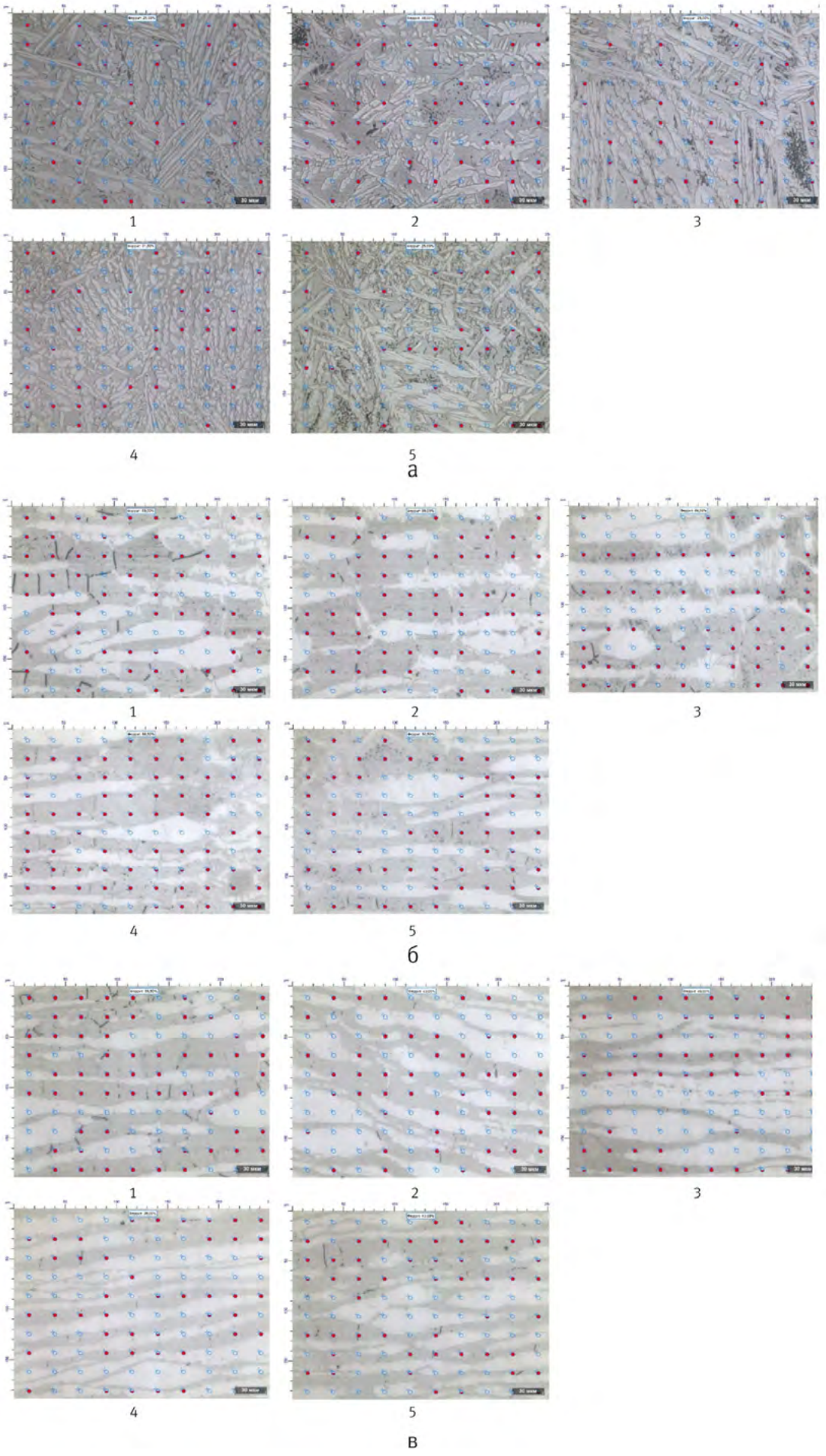


Рис. 10. Снимки полей микроструктур: а — МШ (×500); б — ЗТВ (×500); в — ОМ (×500)
Fig. 10. Images of microstructure fields: a – seam metal (×500); б – thermal influence zone – fusion site (×500); в – base metal (×500)

Табл. 3. Химический состав супердуплексной стали SAF 2507 и сварочной проволоки OK Tigrod 2509
Tab. 3. Chemical composition of superduplex steel SAF 2507 and welding wire OK Tigrod 2509

Содержание химических элементов*, %	C	Cr	Mn	Si	N	Ni	Mo	S	P	PRE
SAF 2507	≤0,02	24,25	0,47	0,15	0,245	7,37	4,16	0,005	0,016	41,89
OK Tigrod 2509	≤0,01	25,2	≤0,4	≤0,4	0,27	9,4	4,00	-	-	42,72
Металл сварного шва	0,012	24,72	0,4	0,4	0,27	9,44	4,00	0,0053	0,014	42,24

* указано нормативное (по данным открытых источников) содержание химических элементов сварочной проволоки, для основного металла и металла сварного шва указано фактическое содержание химических элементов

Табл. 4. Количество δ-феррита в зонах МШ, ЗТВ и ОМ, %
Tab. 4. Quantity of δ-ferrite in zones MW, ZV and OM, %

Номер поля / Зона исследования	1	2	3	4	5	Среднее по полям	Допустимые значения по СТО Газпром 2-3.7-050-2006
МШ	29	48	28	31	25	32,2	35 – 65
ЗТВ	59	58	49,5	68,5	53,5	57,5	35 – 65
ОМ	58,5	43	46	38	43	45,7	35 – 55

следовательно, потеря массы образцов составила 0,00618 грамма. Средняя условная скорость питтинговой коррозии (Vm), рассчитанная по ниже приведённой формуле (2) [5, 6], соответствует 0,0114 г/м^2×час, а максимальная глубина питтинга равна 0,118 мм:

$$Vm = \frac{\Delta m}{S \times t} \times 10^4 \quad (2)$$

где Δm — суммарная потеря массы образцов, г; S – суммарная площадь поверхности образцов, см^2; t – продолжительность испытания, час.

Итоги

Механические и коррозионностойкие свойства сварного соединения, выполненного с применением технологии ручной аргоно-дуговой сварки труб ø 89x15,0 мм из супердуплексной стали SAF 2507 с принудильным межслойным охлаждением соответствуют СТО Газпром 2-3.7-050-2006.

Выводы

1. По результатам анализа значений погонной энергии сварки каждого слоя (таблица 1) установлено, что максимальные значения зафиксированы при сварке третьего и четвертого слоев сварного шва и равны 3,12 и 3,11 кДж/мм соответственно. При сварке последующих слоев наблюдалось снижение погонной энергии. Это связано с тем, что начиная с пятого слоя сварку выполняли по схеме слой за два прохода, что позволило уменьшить амплитуду поперечных колебаний и увеличить скорость сварки. Но даже при сварке по указанной схеме среднее значение погонной энергии получили равным 2,23 кДж/мм, при этом для супердуплексных сталей рекомендуемое в пределах от 0,5 до 1,5 кДж/мм [7]. На увеличение среднего значения погонной энергии повлияло применение сварочной проволоки (прутка) диаметром 2,4 мм при рекомендованном диаметре 1,6 мм [7], что повлекло увеличение сварочного тока для гарантированного расплавления сварочной проволоки и сплавления с основным металлом.
2. Продолжительное время сварки (3 часа 15 минут) КСС ø 89×15,0 связано с выполнением принудительного охлаждения после каждого прохода с целью снизить временной интервал пребывания ЗТВ в диапазоне температур от 1 000 до 300 °С, в котором происходит выделение дисперсных частиц в ферритной фазе [7].
3. Полученные значения твердости сварного соединения в областях ОМ-ЗТВМШ соответствуют требованиям СТО Газпром 2-3.7-050-2006, а именно не более 330 HV10 для ОМ и не более 350 HV10 для МШ и ЗТВ. При этом по графику изменения твердости (рис. 7) наименьшее значение зафиксировано в области ОМ (271 HV10). По графику также заметно, что значения твердости в нижних слоях области ЗТВ и МШ выше, чем в верхних. Более того, самое высокое значение твердости 317 HV10 имеет место в нижнем слое области ЗТВ, это доказывает, что многократное воздействие сварочного термического цикла, которому наиболее подвержена область ЗТВ в нижних слоях, способствует повышению твердости.
4. Наибольшее значение ударной вязкости в области ЗТВ является нормальным для супердуплексных сталей из-за наличия обеих фаз (α и γ). Присутствие в матрице двух этих фаз вместе обеспечивает хорошие эластичные и пластичные свойства, которые отражают отличные уровни поглощенной энергии. Также стоит иметь в виду, что микроструктуры после сварки зависят от скорости охлаждения. При высокой локализованной теплопередаче, из-за температуры между слоями не более 40 °С, происходило образование зерен α-фазы малым размером [7] с высокой ударной вязкостью и присутствие γ-фазы в количестве не менее 40 %, которая предотвращает распространение трещин, возникающих в α-фазе [8].
5. При микроструктурном анализе содержания δ-феррита в сварном шве выявлено, что его значение (32,2 %) ниже установленного значения (35 %) по СТО Газпром 2-3.7-050-2006. На повышенное содержание аустенитной фазы в металле шва главным образом повлияло применение сварочной проволоки (прутка) OK Tigrod 2509 с повышенным содержанием никеля по сравнению с основным металлом.
6. Расчетное значение PRE (более 40 %) свидетельствует о высокой коррозионной стойкости сварного соединения из стали SAF 2507. Потеря массы металла при испытаниях сварного соединения на питтинговую коррозию за 72 часа составила 0,82159 г/м^2 при допустимом 4 г/м^2 за 24 часа по СТО Газпром 2-3.7-050-2006, что также подтверждает высокую коррозионную стойкость сварных соединений, стали SAF 2507 по представленной технологии.

Литература

1. Макаров Э.Л., Якушин Б.Ф. Теория свариваемости сталей и сплавов. М: МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2014. 487 с.
2. Банников Е.А. Сварка. М.: АСТ, 2014. 305 с.
3. Сварка и свариваемые материалы. Справочник в 3-х томах. Т. 1. Свариваемость материалов. М.: Металлургия, 1991, 528 с.
4. СТО Газпром 2-3.7-050-2006 Подводные трубопроводные системы.
5. ГОСТ 9.912-89 Единая система защиты от коррозии и старения. Стали и сплавы коррозионностойкие. Методы ускоренных испытаний на стойкость к питтинговой коррозии.
6. Березовская В.В., Березовский А.В. Коррозионностойкие стали и сплавы. Екатеринбург: Издательство Уральского университета, 2019. 244 с.
7. Филистеев В.Г., Стеклова Е.О., Березовский А.В. Свариваемость дуплексных сталей для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 70–75.
8. Липпольд Д. Металлургия сварки и свариваемость нержавеющих сталей. СПб.: Издательство Политехнического университета, 2011. 467 с.

Results

The mechanical and corrosion-resistant properties of the joint made using the technology of manual argon arc welding (MIG) with forced interlayer cooling of super duplex steel SAF 2507 pipes ø 89×15,0 mm correspond to STO Gazprom 2-3.7-050-2006.

Conclusions

1. According to the results of the analysis of the values of the linear welding energy of each layer (tab. 1), it was found that the maximum values are fixed when welding 3 and 4 layers of the weld and are equal to 3,12 and 3,11 kJ /mm, respectively. When welding subsequent layers, a decrease in linear energy was observed. This is due to the fact that starting from the fifth layer, welding was performed according to the two-pass layer scheme, which made it possible to reduce the amplitude of transverse vibrations and increase the welding speed. But even when welding according to the specified scheme, the average value of the linear energy was equal to 2,23 kJ/mm, while for super duplex steels the recommended value is in the range from 0,5 to 1,5 kJ/mm [7]. The increase in the average value of the running energy was influenced by the use of a welding wire (rod) with a diameter of 2,4 mm, with a recommended diameter of 1,6 mm [7], which led to an increase in the welding current for guaranteed melting of the welding wire and fusion with the base metal.
2. Long welding time (3 hours 15 minutes) KSS ø 89×15.0 is associated with the implementation of forced cooling after each pass in order to reduce the time interval of the stay of the ZTV in the temperature range from 1000 to 300 °C in which the release of dispersed particles occurs in the ferritic phase [7].
3. The obtained values of the hardness of the welded joint in the areas of OM-ZTV-MSH comply with the requirements of STO Gazprom 2-3.7-050-2006, namely, no more than 330 HV10 for OM and no more than 350 HV10 for MS and ZTV. At the same time, according to the hardness change graph (fig. 7), the lowest value is recorded in the OHMS region (271 HV10). According to the graph, it is also noticeable that the hardness values in the lower layers of the ZTV and MS region are higher than in the upper ones. Moreover, the highest hardness value of 317 HV10 occurs in the lower layer of the ZTV region, which proves that repeated exposure to the welding thermal cycle, to which the ZTV region in the lower layers is most susceptible, contributes to an increase in hardness.
4. The highest value of impact strength in the area of ZTV is normal for super duplex steels due to the presence of both phases (α and γ). The presence of these two phases in the matrix together provides good elastic and plastic properties that reflect excellent levels of absorbed energy. It is also worth bearing in mind that the microstructures after welding depend on the cooling rate. With high localized heat transfer, due to the temperature between the layers of no more than 40 °C, the formation of small-sized α-phase grains [7] with high impact strength and the presence of a γ-phase in an amount of at least 40 %, which prevents the propagation of cracks arising in the α-phase [8].
5. During microstructural analysis of the content of δ-ferrite in the weld, it was revealed that its value (32,2 %) is lower than the set value (35%) according to STO Gazprom 2-3.7-050-2006. The increased content of the austenitic phase in the weld metal was mainly influenced by the use of OK Tigrod 2509 welding wire (rod) with an increased nickel content compared to the base metal.
6. The calculated value of PRE (more than 40 %) indicates a high corrosion resistance of the welded joint made of SAF 2507 steel. The loss of metal mass during testing of the welded joint for pitting corrosion in 72 hours was 0,82159 g/m2 with an acceptable 4 g/m2 in 24 hours according to the Gazprom 2-3.7-050-2006 service station, which also confirms the high corrosion resistance of welded joints, SAF 2507 steel according to the presented technology.

References

1. Makarov E.L., Yakushin B.F.; edited by Makarov E.L. Theory of weldability of steels and alloys. Moscow: Publishing house of MSTU, 2014. 487 p. (In Russ).
2. Bannikov E.A. Welding. AST Publishing House, 2014, 305 p. (In Russ).
3. Welding and materials to be welded: In 3 Vol. Vol. 1. Weldability of materials. M.: Metallurgy, 1991, 528 p. (In Russ).
4. STO Gazprom 2-3.7-050-2006 Underwater pipeline systems. (In Russ).
5. GOST 9.912-89 Unified system of protection against corrosion and aging. Steels and alloys are corrosion resistant. Methods of accelerated tests for resistance to pitting corrosion. (In Russ).
6. Berezovskaya V.V., Berezovsky A.V. Corrosion-resistant steels and alloys. Ekaterinburg: UrFU Publishing House, 2019, 244 p. (In Russ).
7. Filisteev V.G., Steklova E.O., Berezovsky A.V. Weldability of duplex steels for the transport of aggressive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 70–75. (In Russ).
8. Lippold D. Metallurgy of welding and weldability of stainless steels. St. Petersburg: Publishing house of the Polytechnic University, 2011, 467 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Филистеев Виктор Геннадьевич, начальник лаборатории инжиниринговых работ и услуг Корпоративного научно-технического центра сварки и контроля сварных соединений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия
Для контактов: v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Березовский Александр Владимирович, к.т.н., доцент кафедры «Технология сварочного производства», ФГАОУ ВО «УрФУ им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», Екатеринбург, Россия

Садыков Алексей Александрович, главный специалист лаборатории инжиниринговых работ и услуг Корпоративного научно-технического центра сварки и контроля сварных соединений ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия

Filisteev Viktor Gennadievich, head of the laboratory for engineering works and services of the corporate scientific and technical center for welding and welded joint inspection of Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia
Corresponding author: v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Berezovsky Alexander Vladimirovich, candidate of technical sciences, associate professor of the department of welding production technology, Ural federal university named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia

Sadykov Alexey Alexandrovich, chief specialist of the laboratory of engineering works and services of the corporate scientific and technical center for welding and inspection of welded joints of Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia

Комплексная герметизация проходов труб и кабелей через строительные конструкции с применением продукции АктивРинг

При проходе нефтяных, газовых и других трубопроводов, водоснабжения и канализации, теплоснабжения, а также электрических и телекоммуникационных кабелей через стены, фундамент, перекрытия зданий, стенки колодцев, и во множестве других аналогичных случаев неизбежны зазоры (рис. 1):

- между рабочей трубой и отверстием в строительной конструкции (зазор **«Стена-Труба»**);
- в случае прокладки рабочей трубы через гильзу (футляр) — между внутренней поверхностью гильзы и рабочей трубой (**«Гильза-Труба»**);
- в месте поверхностного контакта внешней поверхности гильзы со стеной, фундаментом, перекрытием (**«Гильза-Стена»**).

Незагерметизированные зазоры приводят к тому, что в помещения проникает атмосферная и грунтовая влага и наносит ущерб оборудованию внутри, затрудняет или делает невозможным его обслуживание и ремонт.

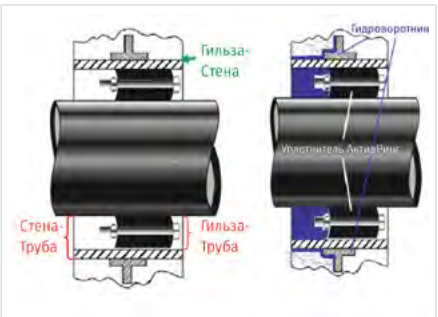


Рис. 1. Виды зазоров

ООО «АПС» производит ассортимент материалов для герметизации проходов труб/кабелей, предназначенных для предотвращения течей через указанные зазоры (рис. 2).

Основными из них являются:

- звеньевой уплотнитель **АктивРинг***, кольцевой уплотнитель **АктивРинг** — компакт АктивРинг, для зазоров «**Стена-Труба**», «**Гильза-Труба**»;
- гидроизолирующий воротник — **гидроворотник марки АР** для зазора «**Гильза-Стена**»;
- многокабельный уплотнитель межкабельного пространства АктивРинг (**проходка АктивРинг**), предназначенный для уплотнения и герметизации зазоров в межкабельном пространстве между двумя и более кабелями и внутренней поверхностью гильзы или защитной трубы.

Материалы для протяжки труб в футлярах и герметизации межтрубного пространства между рабочей трубой и футляром:

- полностью неметаллические **опорно-направляющие кольца (ОНК) марки АР**;
- **герметизирующие манжеты марки АР** — бесшовные универсальные и для конкретных диаметров труб/футляров с уникальным бесступенчатым, эластичным и водостойким швом.

Любой из перечисленных материалов может применяться и применяется как локально, обособленно, так и в различных комбинация, узлах.

Узел герметизации АктивРинг, показанный на рисунке 3, состоящий из гильзы, гидроизолирующего воротника (**гидроворотник марки АР**), **звеньевого или кольцевого уплотнителя АктивРинг, опорно-направляющего кольца марки АР и герметизирующей манжеты для защиты торцов футляра марки АР,** предназначен для комплексной защиты мест прохода труб/кабелей от всех видов течей.

Базовым элементом, на котором и в котором устанавливаются комплектующие узла, является гильза.

Минимальные и максимальные размеры узла (диаметры, толщины, длина, величина межтрубного пространства) определяются диапазонами возможных размеров комплектующих.

Характеристики герметичности узла герметизации определяются характеристиками основных комплектующих:

- уплотнитель — рабочая герметичность до 2 бар, давление выдавливания до 6 бар, термостойкость — рабочая -40... +80 °С, кратковременно — до +110 °С;
- гидроворотник — выдерживает давление до 5 бар, термостойкость — рабочая: -40... +80 °С, кратковременно — +110 °С

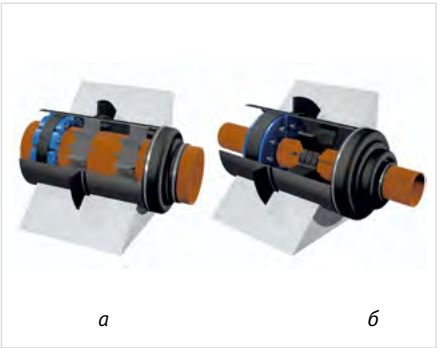


Рис. 3. Узлы герметизации АктивРинг:
а — со звеньевым уплотнителем;
б — с кольцевым уплотнителем

Опорно-направляющее кольцо марки АР и герметизирующая манжета марки АР являются вспомогательными в составе узла: опорно-направляющее кольцо разгружает уплотнитель от веса рабочей трубы, а герметизирующая манжета защищает межтрубное пространство и крепеж уплотнителя от воздействия внешней среды.

ООО «АПС» 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.

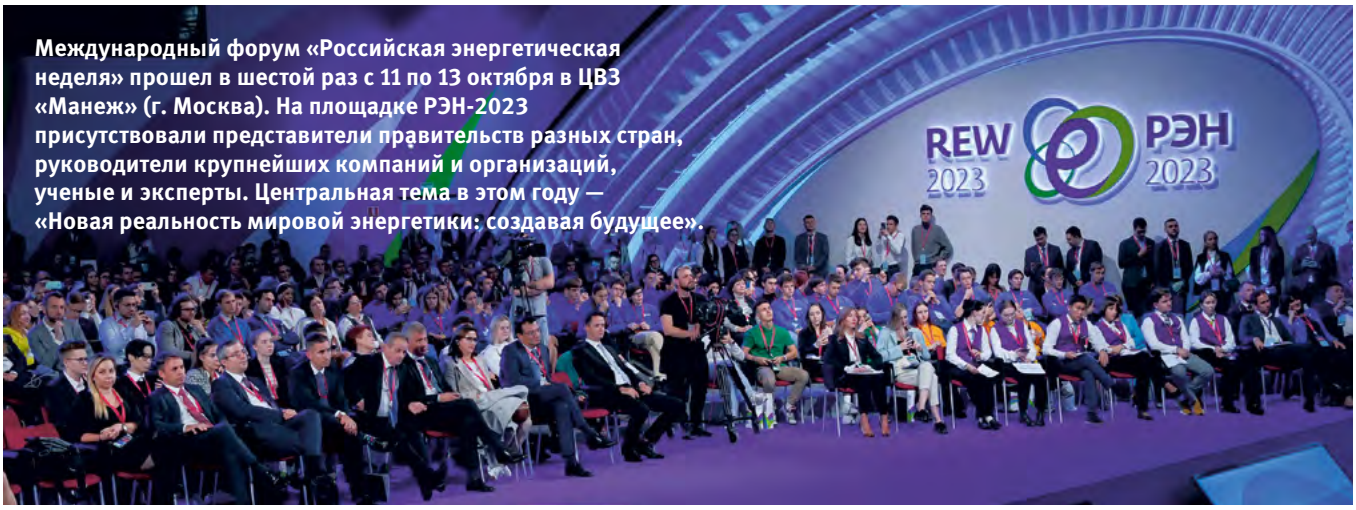
Рис. 2. Материалы для герметизации проходов труб и протяжки труб в футлярах

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

*АктивРинг — зарегистрированная торговая марка.

Актив Питер Строй

Подведены итоги VI Международного форума «Российская энергетическая неделя»



Международный форум «Российская энергетическая неделя» прошел в шестой раз с 11 по 13 октября в ЦВЗ «Манеж» (г. Москва). На площадке РЭН-2023 присутствовали представители правительств разных стран, руководители крупнейших компаний и организаций, ученые и эксперты. Центральная тема в этом году — «Новая реальность мировой энергетики: создавая будущее».

РЭН в цифрах

VI Международный форум «Российская энергетическая неделя» был и остается ведущим мероприятием в сфере энергетики. В рамках деловой программы РЭН состоялось свыше 70 мероприятий с участием более 220 спикеров. Всего в форуме приняли участие свыше 5 000 делегатов из 84 стран и территорий.

Кроме того, на РЭН-2023 состоялась церемония награждения победителей международного журналистского конкурса «Энергия пера», а также церемония вручения международной премии «Глобальная энергия» за выдающиеся исследования и научно-технические разработки, способствующие повышению эффективности и экологической безопасности источников энергии на Земле в интересах всего человечества.

Президент России Владимир Путин назвал РЭН одним из самых значимых мероприятий топливно-энергетического комплекса: «За прошедшие годы он по праву стал одной из самых заметных международных площадок для обсуждения актуальных вопросов, касающихся энергетики и топливной промышленности. Здесь руководители ведущих компаний и научных институтов, политики и эксперты из России и зарубежных стран оценивают тенденции и перспективы развития ТЭК, обмениваются мнениями о технологических вызовах, стоящих перед отраслью, рассматривают проблемы экологии и изменения климата».

«Территория энергетического диалога»

В стартовый день РЭН состоялась научно-практическая конференция «Территория энергетического диалога». Директор департамента угольной промышленности Министерства энергетики РФ Петр Бобылев отметил актуальность тем, обсуждаемых на конференции: «Вряд ли кто-то оспорит, что энергетическая безопасность — это неотъемлемая часть жизни, неотъемлемая часть суверенитета. Я увидел секции, посвященные прорывным технологиям, то есть те направления, куда идет все мировое сообщество, мировой ТЭК. Мы видим и классику, и прорывные вещи, из симбиоза этих двух направлений, двух, казалось бы, не диаметрально параллельных, а противоположных векторов складывается как раз развитие. В споре рождается истина».

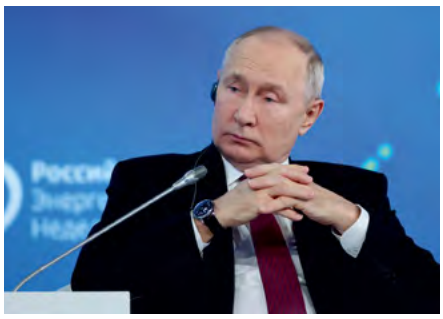
Международная повестка

Ключевым событием в цикле деловых мероприятий форума стало пленарное заседание с участием Президента Российской Федерации Владимира Путина и премьер-министра Республики Ирак Мухаммеда ас-Судани.

«В дискуссиях на площадке, в настрое иностранных участников, в их готовности и открытости к диалогу видно, насколько зарубежные страны хотят играть активную роль в проектах вместе с Россией», – отметил советник Президента Российской Федерации, ответственный секретарь оргкомитета РЭН-2023 Антон Кобяков.

«Форум вновь привлек всех, кто заинтересован в совместном развитии энергетики, тех, кто хочет работать вместе на перспективу. Отрадно, что широкое представление в этом году получили зарубежные государства. Уверен, что эта площадка еще многие годы будет оказывать непосредственное влияние на международные отношения в целом и на сферу энергетики в частности», — подчеркнул по итогам форума заместитель Председателя Правительства Российской Федерации Александр Новак.

Самые многочисленные делегации зарубежных стран, посетившие площадку Форума



в этом году, — из Венесуэлы, Саудовской Аравии, Китая, Вьетнама, Турции, Ирана, Ирака.

Министр энергетики Российской Федерации Николай Шульгинов отметил, что российские энергетические решения имеют преимущество в странах Африки: «Во-первых, российские партнеры всегда более гибкие [по сравнению с конкурентами из других стран, работающих в Африке, – ред.], с ними легче договариваться. Во-вторых, они всегда, кроме внедрения и реализации проекта, занимаются обучением персонала — мы приходим туда надолго и оставляем неизгладимый след».

Молодежный день

13 октября Российскую энергетическую неделю завершил Молодежный день. На площадке присутствовали более 2 000 молодых людей, которые представили десятки проектов и отраслевых инициатив, обменялись опытом и получили советы от экспертов.

«Конечно, большой упор делаем на молодежную повестку, ведь за подрастающим поколением — наше будущее. К нам приехали студенты из ведущих вузов России, таких как РГУ им. Губкина, МЭИ, МИФИ и других. Даже студенты МГИМО были – они обсудили энергетическую дипломатию и международное сотрудничество в этой сфере», — поделился директор Международного форума «Российская энергетическая неделя», заместитель директора Фонда Росконгресс Владимир Затынайко.

Организаторами форума являются Фонд Росконгресс, Министерство энергетики Российской Федерации при поддержке Правительства Москвы.

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

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

ДАУНСТРИМ
РОССИЯ И СНГ 2024

20–22 марта 2024, Санкт-Петербург

Генеральный спонсор 2023: ГАЗПРОМБАНК

Партнёр технического визита 2023: AMÖZ

Серебряный спонсор 2023: НЕВИНТЕРМАШ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОМПРЕССОРЫ И НАГНЕТАТЕЛИ

Бронзовый спонсор 2023: BORSIG

Бронзовый спонсор 2023: NEA GROUP

Бронзовый спонсор 2023: Dipl.-Ing. SCHERZER GmbH www.scherzer.net

Логистический партнер 2023: FESCO Projects

10-я юбилейная международная конференция и технический визит

200+ УЧАСТНИКОВ

25+ ИНВЕСТПРОЕКТОВ

ОДИН ТЕХНИЧЕСКИЙ ВИЗИТ

Ключевые моменты в программе конференции:

- Церемония награждения ведущих нефте- и газоперерабатывающих, а также нефтехимических предприятий России и СНГ
- Бизнес и государственные структуры – совместная работа над стабилизацией рынка: дискуссия с представителями регулирующих и надзорных органов
- Нефтегазовые проекты - строительство и модернизация: достижения и вызовы в реализации проектов России и СНГ
- Презентация новейших технологий и оборудования от технологических лидеров индустрии, цифровизация
- Состояние оборудования и инфраструктуры НПЗ и ГПЗ – ситуация с катализаторами и присадками, ремонт и обслуживание зарубежного оборудования на установках
- Хранение, перевалка и логистика продуктов переработки: обзор инфраструктуры на фоне глобальных мировых изменений и временного ограничения экспорта топлива, фрахтовый рынок

VOSTOCK CAPITAL — 21 год динамичного успеха —

www.oilandgasrefining.ru events@vostockcapital.com +7 495 109 9 509 (Москва)

Россия

Уфа Республика Башкортостан

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

32-я международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

21–24 мая 2024 года

www.gntexpo.ru

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

gazneftufa gntexpo2022

ВК ЭКСПО Менделеева, 158

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НПАА РАА

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ

НАУЧНАЯ ПОДДЕРЖКА

ФГБОУ ВО УГНТУ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР

Медиа02

22-я АЛЬМЕТЬЕВСКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

2024

16–18 ОКТЯБРЯ

г. Альметьевск

Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

Высокотехнологичное 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