

№6 (79) ДЕКАБРЬ 2020

ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

НЕФТЬ ГАЗ
входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Фактор растворения породы,
содержащей Fe^{2+}

Воздействия на ПЗП

Экологическая безопасность
эксплуатации трубопроводов

Применение аморфной
стали в трансформаторах

Оценка использования
накопителей энергии

ТАТНЕФТЬ

Машиностроительный комплекс

ЗАЛЕЖИ УВ

Ловушки
Влияние тектоники
СВН Татарстана

ТЕХНОЛОГИИ

Эксплуатация насосных штанг
Стенд исследований ЭЦН

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ



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



БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

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



Уважаемые коллеги, друзья!

На пороге стоит новый год. Каким он будет, как сложится, во многом зависит от нас самих. Главное, чтобы в наших душах была надежда на лучшее.

От всей души поздравляю вас с наступающими праздниками!

Желаю вам новых профессиональных достижений, пусть все горести и неудачи остаются в старом году, а новый приносит в каждый дом, в каждую семью радость, улыбки, счастье, любовь и здоровье.

С большим уважением, всегда Ваш,
Морозовский Химический Завод

С Новым 2021 годом!



долговечность

более
20–25 лет



стойкость к УФ

покрытие не выгорает,
сохраняет защитные
и декоративные свойства
на весь период эксплуатации



термостойкость

от 196
до 700 °C



ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие
электроизоляционные
свойства



НАНЕСЕНИЕ

от -30 °C



ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1,
покрытие трудногорючее,
не распространяет пламя



АРМОКОТ

ПОЛИСИЛОКСАННЫЕ
ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ



АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ
МАТЕРИАЛЫ



АРМОТАНК

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ
МАТЕРИАЛЫ



РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН



ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ:

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



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





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

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

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

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

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

Услуги компании «Датчики и системы»:

- 1 Ремонт — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание.
- 2 Проверка — мы осуществляем первичную и межинтервальную поверку приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ.

**Юридический адрес: Ростов-На-Дону, пер. 4-Й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х. Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3**

8 800-600-75-45

8 (863) 206-06-81

inbox@piezo.su

На страже чистоты

Новая модель химически-стойких перчаток от немецкого производителя AS Arbeitshut.

Nitras 3451 // GREEN BARRIER FLEX в скором времени поступит в продажу к российским дистрибуторам. Новая модель расширит ассортимент химостойких перчаток NITRAS. Гибкие нитриловые перчатки длиной 33 см подходят для контакта с пищевыми продуктами. Благодаря внутренней поверхности с барьерной защитой эти перчатки отличаются высоким комфортом при ношении и отличным поглощением потоотделения. В сочетании с текстурированной ладонью и пальцами сам материал обеспечивает хорошее сцепление при контакте с масляными и жирными предметами и поверхностями. Перчатки сертифицированы в соответствии с EN ISO 374 и обладают высокой устойчивостью к большому количеству различных опасных веществ, а также к механическим воздействиям. Модель 3451 // GREEN BARRIER FLEX NITRAS представляет гибкую и в то же время прочную защитную перчатку, которая может использоваться в нефтехимической, химической промышленности, автомобилестроении, а также в пищевой промышленности. Эти перчатки обладают многочисленными преимуществами для повседневной работы, такими как надежный захват, высокая чувствительность пальцев, повышенный уровень комфорта и высококачественная обработка внутренней стороны перчаток не теряющая своих свойств длительное время. Для получения дополнительной информации свяжитесь с нами.

Антон Зайцев
бренд-менеджер по России
+7 (915) 392 24 99
az@nitras.de

// ENSURE SAFETY





ДЛИНА 33 СМ

ДЛИННАЯ МАНЖЕТА

ВЫСОКАЯ ЗАЩИТА
ОТ ХИМИЧЕСКИХ РИСКОВ

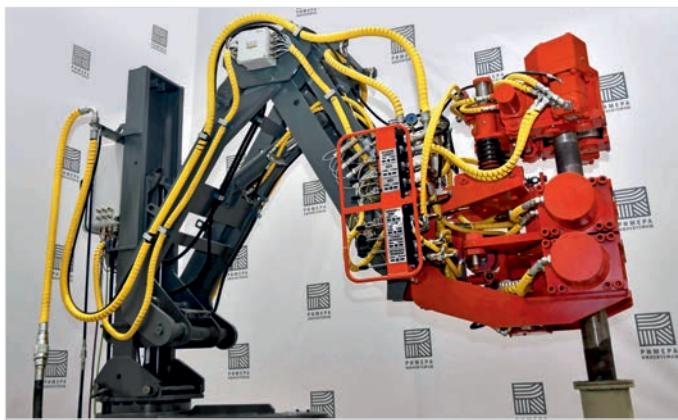
ПОВЫШЕННАЯ
ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ

ВЕЛИКОЛЕПНЫЙ ЗАХВАТ

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

- 14 Погорельцева М.Н. Особенности процесса насыщения образцов ожелезненных горных пород, содержащих пирит и сидерит
- 20 Пунанова С.А. Прогноз неантеклинальных ловушек и оценка качества скоплений углеводородов в них — приоритетное направление развития нефтегазового комплекса
- 25 Самойлова А.В. Подходы к изучению неантеклинальных ловушек Западной Сибири и перспективы их картирования
- 30 ПАО «Ижнефтемаш» ARMATIC: автоматизация спускоподъемных операций для оптимизации бурения

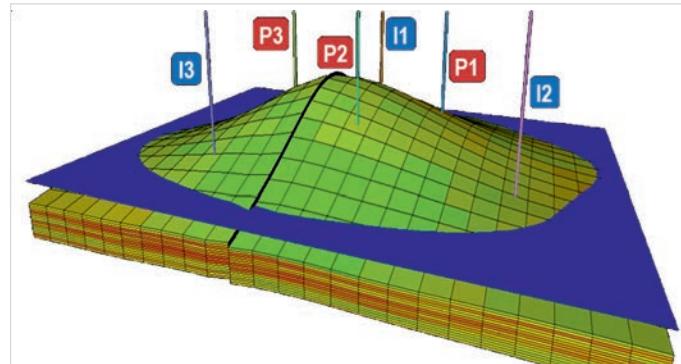


- 31 Юррова М.П. Выявление неструктурных ловушек на поисково-разведочном этапе (Западно-Сибирский регион, юра — нижний мел)
- 36 Юррова М.П. Неантеклинальные ловушки рифея и венда Тунгусской синеклизы на поисково-разведочном этапе
- 42 Митина А.И. Влияние разломно-блоковой тектоники на строение залежей нефти в верхнеюрских отложениях аномального разреза базеновской свиты на примере Тевлинско-Русскинского месторождения

- 48 Мударисова Р.А. Питолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР на примере Горского месторождения СВН
- 52 Хазиев Р.Р. Некоторые аспекты формирования залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории Республики Татарстан

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

- 56 Михайлов А.В. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз»
- 62 Горидько К.А. Стенд исследований дисперсности газовой фазы в потоке газожидкостной смеси по длине электроцентробежного насоса
- 68 Исаев А.А. Опыт эксплуатации вращающейся колонны насосных штанг различной конструкции для скважинной добычи нефти
- 74 ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА». Потенциал применения титана на объектах газо- и нефтедобычи
- 76 Еремян Г.А. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов



НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 6 (79) декабрь 2020

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (8552) 92-38-33

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 12-20/02-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 14.12.2020

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год

ЦЕНА: свободная

ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

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

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

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

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА



Дожимные и вакуумные
компрессорные станции



Системы комплексной
газоподготовки



Блочные пункты
подготовки газа



Теплообменное
оборудование



Проектирование
и производство



Доставка и монтаж



Наладка, испытания,
обучение персонала



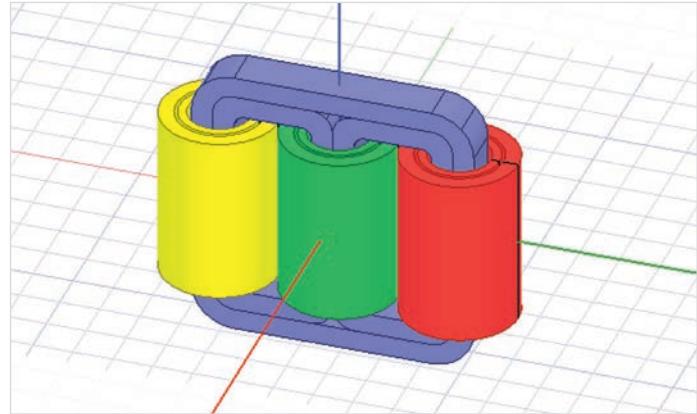
Комплексный сервис,
ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

- 80** Машиностроительный комплекс ПАО «Татнефть»
81 Еремян Г.А. Влияние способов нормировки целевой функции на результаты автоадаптации численной модели месторождения углеводородов

- 103** Проничев А.В. К вопросу об эффективности применения аморфной стали в магнитопроводах инновационных силовых трансформаторов



ТРАНСПОРТИРОВКА

- 88** Фан С.Д. Многокритериальный подход при оценке экономической эффективности и экологической безопасности эксплуатации трубопроводных систем
92 ГК «Нектр Трейд» Чем запомнится малому бизнесу 2020 год?

КИПИА

- 96** Ощепков А.Ю. Сбор данных с нефтяных скважин с помощью теплоэнергоконтроллера ИМ2300 по Lora-технологии



- 100** Колмогорцев Е.Л. Автоматизация сепараторов — новые датчики и новые системы компании «Валком»

- 108** ООО «НТЦ «Механотроника» Учет остаточного ресурса высоковольтных выключателей

- 110** Батищев А.М. Оценка эффективности использования накопителей энергии

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

- 114** Химический концерн BASF Мы можем гармонизировать экономику и экологию



ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР:

Шустер В.Л. – д.г.-м.н., академик РАН / 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:

Баширолов М.М. / marat@runeft.ru
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Рябинина И.В. / irina@expoz.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:

Helmut Gaertner – Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli – Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А. – д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. – д.т.н., профессор
Аширмамедов М.А. – д.г.-м.н.
(Туркменистан)
Баюк И.О. – д.ф.-м.н.
Бекетенов Н.А. – д.х.н., профессор
(Казахстан)

Богоявленский В.И. – д.г.-м.н.,

член-корреспондент РАН

Волож Ю.А. – д.г.-м.н.

Гогоненков Г.Н. – д.т.н., профессор

Голофаст С.Л. – д.т.н., профессор

Завидей В.И. – д.т.н., профессор

Индрупский И.М. – д.т.н., профессор

Исаев А.А. – к.т.н

Котельникова Е.Н. – д.г.-м.н., профессор

Морозов В.П. – д.г.-м.н., профессор

Николаев А.В. – д.ф.-м.н.,

член-корреспондент РАН

Песин М.В. – к.т.н., доцент

Пунанова С.А. – д.г.-м.н.

Шехтман Г.А. – д.т.н.



Уважаемые коллеги,
поздравляю вас
с новым, 2021 годом!



Хочу вам пожелать большой удачи на пути к новым целям, крепкого здоровья, терпения, сил, перспективных идей, увереных стремлений, громких успехов, благополучной реализации проектов и настоящего счастья в жизни. Также желаю, чтобы новые дела в работе всегда давали возможности для самореализации, чтобы каждый новый день дарил вам радость.

Пусть каждое ваше решение будет верным, пусть каждое ваше действие будет рациональным, пусть каждая ваша цель будет достигнута, пусть каждый ваш день будет продуктивным, успешным, насыщенным и добрым.

Примите пожелания здоровья, радости и благополучия вам и вашим близким!

С большим уважением,
директор научно-
производственного предприятия
ООО «Датчики и системы»

Олег Шатуновский

CONTENT

UPSTREAM

Geology

- 14** Pogoreltseva M.N. Features of the process of saturation of samples of ferruginous rocks containing pyrite and siderite
- 20** Punanova S.A. Forecasting non-anticlinal traps and assessing the quality of hydrocarbon accumulations in them is a priority direction in the development of the oil and gas complex
- 25** Samoilova A.V. Approaches to the study of non-anticline traps in Western Siberia and prospects for their mapping
- 31** Yurova M.P. Dobrynina S.A. Identification of non-structural traps on prospecting and exploration stage (West-Siberian region, Jurassic-Lower Cretaceous)
- 36** Yurova M.P. Non-anticline traps of the Riphean and Vendian Tunguska synclise at the search and exploration stage
- 42** Mitina A.I. The effect of fault-block tectonics on the structure of oil deposits in upper jurassic anomalous section of the Bazhenov formation on the example of the Tevlinsk-Russkinskoye fields
- 48** Mudarisova R.A. Lithological and facies features of the lower kazanian sediments according to EPR data on the example of the Gorsky SVO deposit
- 52** Khaziev R.R. Certain aspects of forming extra-viscous oil deposits in sakmarian sediments in the Tatarstan Republic

Production

- 56** Mikhailov A.V. Prospects in developing thermochemical procedure to treat bottom hole formation zone in wells for enhanced high-viscous oil recovery at the fields of "Samaraneftegas" JSC
- 62** Goridko K.A. The bench for studying gas phase dispersion in gas-liquid mixture flow along the length of electric submersible pump
- 68** Isaev A.A. Operating experience of rotating sucker rod strings of various designs for oil production from oil wells
- 76** Eremyan G.A. Quality criteria for automated history matching of hydrocarbon reservoir models
- 81** Eremyan G.A. Influence of the objective function normalization method on the reservoir model history matching result

MIDSTREAM

- 88** Fan S.D. Multi-criteria approach for evaluating the economic efficiency and environmental safety in operation of pipeline systems

SUPPLY

- 96** Oshchepkov A.Yu. Oil wells data collection with IM2300 controller using Lora technology
- 103** Pronichev A.V. On the question of the amorphous steel use effectiveness in the magnetic core of an innovation power transformers
- 110** Batishchev A.M. Assessment of efficiency of use of energy storage

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 6 (79) december 2020

ISSUE DATE: 14.12.2020

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:

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

EDITOR IN CHIEF:

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

EDITOR:

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:

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

MANAGERS:

Marat Bashirov / marat@runeft.ru
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru
Irina Ryabinina / irina@expoz.ru

DIRECTORATE:

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

EDITORIAL BOARD:

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

Уважаемые коллеги, партнёры, друзья!

Сердечно поздравляем Вас с Днем энергетика
и наступающим Новым годом!
Коллектив АО «Бежецкий завод АСО»

Российские винтовые компрессоры от завода с вековой историей



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

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

✉ sales@asobezh.ru
🌐 www.asobezh.ru

📞 +7 (48231) 5-65-12
📞 +7 (4822) 73-41-17



Особенности процесса насыщения образцов ожелезненных горных пород, содержащих пирит и siderit

Погорельцева М.Н.¹, Андрющенко О.З.¹, Рогозин А.А.¹, Чурков А.В.¹, Ботвиновская О.А.²

¹ООО НК «Роснефть-НТЦ», Краснодар, Россия, ²ПАО НК «Роснефть», Москва, Россия

mnpogoreltseva@rnntc.ru

Аннотация

В статье рассматривается проблематика, связанная с изучением процессов, которые протекают при насыщении ожелезненных образцов горных пород моделью пластовой воды на основе хлорида натрия, а также влияние изменения давления на стабильность структуры образца и ее состава.

Сотрудниками ПАО «НК «Роснефть» совместно с работниками лабораторного комплекса ООО «НК «Роснефть-НТЦ» (дочернее общество ПАО «НК «Роснефть») проводится сравнительная характеристика данных открытой пористости, полученных методом насыщения водой и газом. Практическая применимость данного исследования заключается в необходимости учитывать фактор растворения минералов, содержащих железо, при насыщении под давлением.

Материалы и методы

Лабораторные исследования методом оценки петрофизических свойств с определением коэффициента пористости по газу и по жидкости на пермеаметр-порозиметре.

Ключевые слова

горная порода, насыщение, коэффициент открытой пористости, давление, пластовая вода, пирит, siderit

Для цитирования

Погорельцева М.Н., Андрющенко О.З., Рогозин А.А., Чурков А.В., Ботвиновская О.А. Особенности процесса насыщения образцов ожелезненных горных пород, содержащих пирит и siderit // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 14–17.

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10107

Поступила в редакцию: 17.09.2020

GEOLOGY

UDC 551 + 552.52:539.26 | Original Paper

Features of the process of saturation of samples of ferruginous rocks containing pyrite and siderite

Pogoreltseva M.N.¹, Andryushchenko O.Z.¹, Rogozin A.A.¹, Churkov A.V.¹, Botvinovskaya O.A.²

¹"Rosneft-STC" LLC, Krasnodar, Russia, ²"Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

mnpogoreltseva@rnntc.ru

Abstract

The article describes the problems associated with the study of the processes that occur in saturated iron-contained rock samples by a model of formation water based on a sodium chloride. The effect of pressure changes on sample structure stability and its composition are also discovered.

The employees of "Rosneft" PJSC together with employees of the laboratory complex "Rosneft-STC" LLC (a subsidiary of "Rosneft" PJSC) conduct a comparative characteristic of open porosity data obtained by the method of saturation with water and gas is carried out. The practical applicability of this study is to take into account the dissolution factor of minerals containing iron upon saturation under pressure.

Materials and methods

Laboratory research method for evaluating petrophysical properties with determination of the porosity coefficient for gas and liquid on a permeameter-porosimeter.

Keywords

rock, saturation, open porosity coefficient, pressure, formation water, pyrite, siderite

For citation

Pogoreltseva M.N., Andryushchenko O.Z., Rogozin A.A., Churkov A.V., Botvinovskaya O.A. Features of the process of saturation of samples of ferruginous rocks containing pyrite and siderite. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 14–17. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10107

Received: 17.09.2020

С каждым годом увеличивается количество скважин с более сложным строением коллектора, обусловленным увеличением глубины бурения скважины и наличием сложной каверно-трещинно-поровой структуры пустотного пространства и неоднородным литологическим составом пород [1].

Для определения коэффициента пористости по газу и по жидкости были выбраны отложения пластов Ю, представленные горной породой из двух скважин, пробуренных на территории Ямало-Ненецкого автономного округа и стратиграфически приуроченные к васюганской свите верхней юры (пласт Ю1) и тюменской свите средней юры (пласты Ю2 и Ю3).

Пласт Ю1 вассюганской свиты верхней юры вскрыт в интервалах 3139,00–3166,98 м и 3203,00–3233,42 м. Толща представлена песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Также присутствуют участки тонкого переслаивания, в пределах которых мощности прослоев составляют от миллиметра до 10 см. Комплекс пород из пластов Ю2 и Ю3 представлен терригенными и глинистыми разностями и вскрыт в интервалах глубин 3280,00–3318,50 м и 3345,00–3349,87 м. Породы представлены преимущественно песчаниками и алевролитами, с редкими прослойками аргиллитов и участками тонкого переслаивания.

В качестве характерной особенности исследуемого керна следует отметить наличие повсеместного переслаивания пород, а также примесь железистых минералов в виде пирита и сидерита. Сидерит аутигенный и присутствует в количестве от 1–7 %. Единично его содержание достигает 20 %. Он образуется как вторичный минерал по кальциту и гидрослюдце, а участками выполняет роль цемента. Значительно меньше (1–2 %, иногда до 6 %) наблюдается аутигенный пирит. Присутствует он преимущественно в виде мелких конкреций 0,02–0,1 мм в диаметре, а также в виде стяжений неправильной формы размером до 2,5×6 см. Иногда наблюдаются скопления кристаллов пирита в порах. Единично обнаружены прослои и линзы кристаллов пирита.

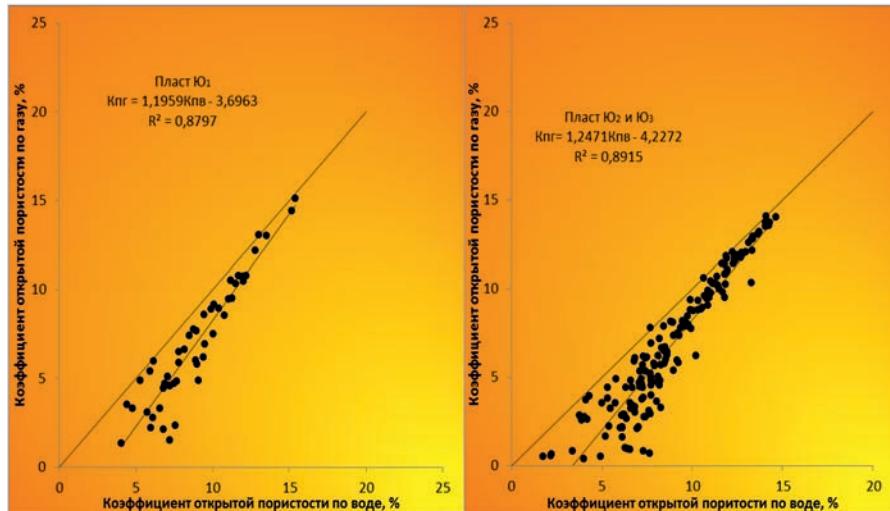


Рис. 1. Сопоставление пористости по газу и по воде пласта Ю1 (слева) и пластов Ю2 и Ю3 (справа)

Fig. 1. Comparison of the gas and water porosity of the J1 (left) formation and the J2 and J3 formations (right)

Заниженные значения пористости (до 4 %) в исследуемых породах являются следствием вторичных процессов, преимущественно кальцитизации и сидеритизации. В качестве объекта исследования были выбраны именно ожелезненные образцы горных пород месторождения Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

К наиболее важным фильтрационно-емкостным свойствам горных пород-коллекторов, характеризующим способность вмещать в себя нефть, газ и воду, влияющим на количественный подсчет запасов углеводородов, относят пористость [2]. В петрофизических лабораториях при изучении образцов керна потенциально нефтяных пород в первую очередь определяют коэффициент открытой пористости (Кп) газоволюметрическим методом и методом насыщения по Прекобренскому [3].

Была проведена серия опытов по определению коэффициентов открытой пористости на цилиндрических образцах диаметром 30 мм. Моделью пластовой воды для насыщения при определении коэффициента открытой пористости по воде (Кпв)

служил раствор хлорида натрия, концентрация которого соответствовала общей концентрации солей в воде пластов Ю1, Ю2 и Ю3 – 26 г/л. В качестве вытесняющего агента при газоволюметрическом определении коэффициента линейной открытой пористости по газу (Кпг) использовали гелий.

Среди наиболее часто встречающихся причин расхождения Кпв и Кпг можно выделить следующие. Измерение линейной пористости по газу при давлении обжима 3,45–4,83 МПа, что приводит к сжатию порового пространства и снижению значений пористости по газу. В этом случае будут наблюдаться систематические расхождения результатов для литологически схожих образцов. Также следует учесть, что результаты определения пористости по гелию с обжимом могут быть занижены для образцов крупнозернистых литологических структур, имеющих трещины и каверны, и связано это с отклонением образцов от правильной геометрической формы.

Наличие в образцах примесей глинистых минералов, обладающих микрослоистостью (микро- и нанопористостью), приводит к занижению пористости по жидкости (Кпж) относительно пористости по газу. Как известно, молекулы гелия обладают значительно меньшими размерами в сопоставлении с молекулами воды и, соответственно, более высокой проникающей способностью. Благодаря этому свойству молекул гелия предопределенается завышение пористости, определенной газоволюметрическим методом, по сравнению с пористостью по жидкостенасыщению [4]. Свою лепту в процесс насыщения жидкостью вносят водородные связи между молекулами воды, образующиеся гидратированные ионы натрия и хлора.

В случае ожелезненных образцов особенность насыщения моделью пластовой воды проявляется на этапе донасыщения под давлением 10 МПа в сатураторе. Вследствие изменения физических параметров среды, а именно вакуумирования и донасыщения под давлением порядка 10 МПа, происходит, во-первых, растворение железосодержащих

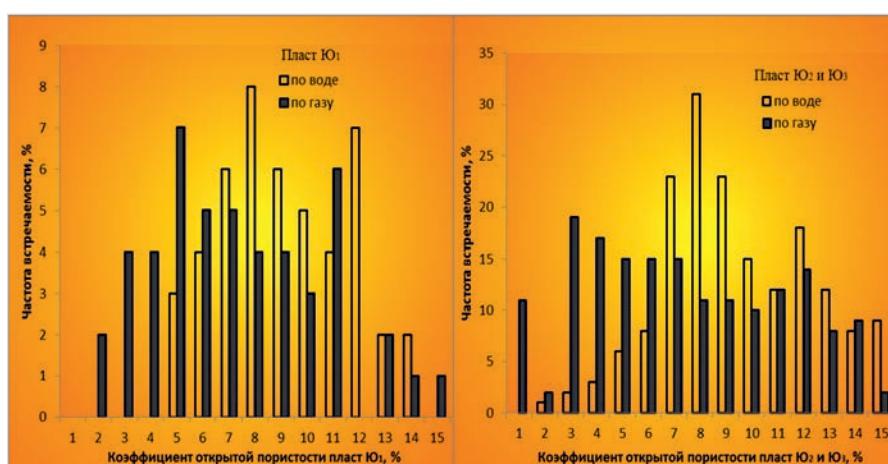


Рис. 2. Распределение значений коэффициента открытой пористости пласта Ю1 (слева) и пластов Ю2 и Ю3 (справа)

Fig. 2. Distribution of values of the open porosity coefficient of the J1 (left) formation and the J2 and J3 formations (right)

минералов, образованных солями летучей и нестабильной кислот (сульфиды и карбонаты), образующих породу; во-вторых, после деструктивных изменений скелета образцов горных пород — вымывание и, как следствие, невысокая сходимость результатов пористости, определенных методом жидкостенасыщения по ГОСТ 26450.1-85 и газовым методом.

По результатам исследования получены зависимости коэффициентов открытой пористости методом жидкостенасыщения и по газу (рис. 1). Зависимости носят линейный характер: с увеличением Кпг растет значение Кпв, но данные Кпг занижены по сравнению с данными по Кпж. Также стоит отметить тот факт, что при увеличении значения Кп сходимость значений, полученных в результате двух методов определения пористости (линия тренда), приближается к линии среднего значения. Всё это можно объяснить в том числе и механизмом литологического образования породы: в порах, заполненных в процессе вторичной кальцитизации и сидеритизации при контакте с водой, содержащей ионы натрия и хлора, способных увеличивать растворимость неодноименных ионов [5], под давлением происходит растворение минералов пирита и сидерита. Также следует отметить влияние на Кпв содержания аргиллитов в образцах горных пород. Согласно данным гранулометрического анализа общее содержание глины в образцах пластов Ю скважин варьируется в пределах от 2,89 до 27,37 % и от 4,7 до 32,90 %.

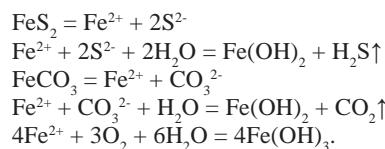
Происходит незначительное растворение минералов, включенных в породу: дисульфида железа (II) и карбоната железа (II), с последующим вымыванием из образцов и осыпанием породы, о чем свидетельствует увеличение плотности раствора в процессе насыщения и, следовательно, происходит изменение пористости (рис. 2). Образующиеся газы — сероводород и оксид углерода (IV) — накапливаются в растворе благодаря хорошей растворимости в воде, особенно под давлением [6]. Раствор приобретает характерную бурую окраску, свидетельствующую о наличии соединений железа (III). При сбросе давления и извлечении образцов из

Таб. 1. Фазовый состав осадка
Tab. 1. The phase composition of the precipitate

Формула	Название	Содержание, %
SiO ₂	Кварц	45,2
Na[AlSi ₃ O ₈]	Альбит	25,3
FeCO ₃	Сидерит	10,8
Fe ₂ O ₃	Оксид железа (III)	9,7
Fe ₃ Fe ₂ [Si ₃ O ₁₂]	Группа ферросиликатов	8,9

сатуратора со временем происходит коагуляция и оседание частиц; при изъятии из камер образцов, содержащих пирит, определяется характерный запах сероводорода.

Протекающие параллельные и последовательные процессы диссоциации, гидролиза, окисления солей железа (II), входящих в состав минералов, образующих данную породу, можно записать так:



Из приведенных данных можно сделать вывод, что большинству образцов керна соответствует пористость по газу 3–12 %, в то время как значения пористости по воде сдвинуты правее и находятся в интервале 7–12 %. Этот факт можно объяснить процессом вторичного минералообразования в порах горных пород и наличием глины. Медианы значений коэффициентов открытой пористости по воде и газу для пласта Ю1 соответственно равны 9 и 11, а для Ю2 и Ю3 равны 3 и 4. Большой разброс в значениях первой скважины, чем второй, можно объяснить завышенными значениями глинистости, содержанием железистых минералов по сравнению со второй скважиной и рядом других факторов, приводящих к увеличению пористости при насыщении жидкостью.

На следующем этапе осадок, после насыщения образцов в модели пластовой воды, отфильтровали, высушили и на

рентгеновском дифрактометре определили его минеральный состав (таб. 1).

После определения Кпв образцы отмывались от насыщающей жидкости, контроль содержания хлорид-ионов проводился нитратом серебра, а затем высушивались до постоянной массы. В дальнейшем повторно определяли коэффициент открытой пористости по газу, коллекции образцов с максимальным разбросом значений пористости по газу и жидкости. Образцы керна выбирали таким образом, чтобы $\Delta(\text{Кпв}-\text{Кпг1}) \geq 1,65$. На рисунке 3 представлены значения коэффициентов открытой пористости Кпг1, измеренных до контакта образца горной породы с насыщающей жидкостью, и коэффициентов открытой пористости Кпг2, определенных после исследования образцов методом жидкостенасыщения. Как показано на графиках, все точки, соответствующие Кпг1, расположены ниже, чем точки Кпг2, диапазон изменений коэффициента открытой пористости составил 0,390–3,241.

Из вышеизложенного можно сделать вывод, что увеличение коэффициента открытой пористости по газу при повторном его измерении свидетельствует о вымывании минералов и частичек породы из образцов керна в процессе насыщения. На практике в качестве насыщающей жидкости, как правило, применяют раствор хлорида натрия, если не предъявляются особые требования. Согласно требованиям [3] рабочая жидкость, используемая для насыщения, не должна вызывать набухания породы, отслаивания частиц, деформации образца; вступать с веществом породы в химическое взаимодействие. По результатам определения Кпв, проведенных на пластах Ю, можно судить о следующем: замена реального состава пластовой воды на эквивалентный по концентрации раствор хлорида натрия недопустима для рассматриваемых пород. Таким образом, определение коэффициента открытой пористости для исследуемых пород возможно либо газоволюметрическим методом, либо с применением в качестве насыщающей жидкости, инертного к породе. К инактивным насыщающим жидкостям по отношению к глинистым образцам можно отнести керосин. При использовании последнего на практике невозможно провести специальные петрофизические исследования, связанные с определением электрических свойств образцов горных пород и, соответственно, получить данные, в которых задействован этот параметр. К образцам, содержащим минералы, растворимые в условиях насыщения, необходимо применять

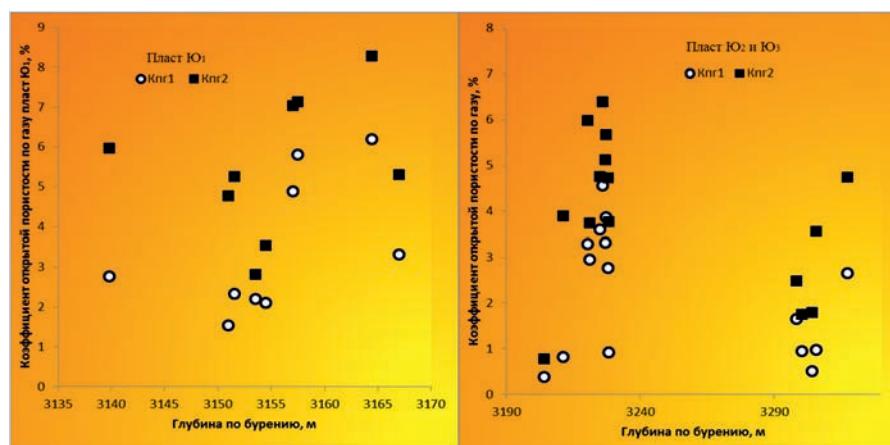


Рис. 3. Зависимость коэффициентов открытой пористости по газу от глубины бурения пласта Ю1 (слева) и пластов Ю2 и Ю3 (справа)
Fig. 3. Dependence of the open porosity coefficients for gas on the drilling depth of the J1 formation and the J2 and J3 formations

водные растворы солей, максимально приближенные по составу к пластовым водам исследуемой скважины. Это необходимо для достижения равновесного состояния между минеральным составом пород и пластовой водой.

Итоги

Для получения корректных результатов в качестве насыщающей жидкости рекомендуется использовать керосин или модель пластовой воды, содержащей одноименные ионы, для достижения химического равновесия между моделью пластовой воды и минералогическим составом керна. На основании проведенных экспериментов выделяются границы «коллектор – не коллектор» выбранных отложений пластов – Ю вскрытых скважин.

Выводы

При оценке и поиске запасов углеводородов, особенно в неструктурных ловушках, ориентируются, прежде всего, на наличие порового коллектора, обладающего высокими

емкостными характеристиками. По результатам проведенного анализа измерения коэффициента открытой пористости рассматриваемых скважин, пласти J1, J2 и J3 можно отнести к низкопоровым породам со средними значениями коэффициентов открытой пористости по воде 9 % и 7 % по газу, что вполне соответствует глубинам разреза. Отнесение и принципиальное выделение границы «коллектор – не коллектор» возможно лишь при наличии повышенной проницаемости, которая обеспечивается системой взаимосвязанных пор и трещин [7]. С целью минимизации негативно сказывающихся процессов для пород юрских отложений при определении параметра открытой пористости насыщающая жидкость должна содержать в своем составе соли с одноименными ионами, такими как железо (II), карбонат, сульфид.

Литература

1. Пономарева М.В., Тунгышбаева А.Т., Аукешев Б.К. Оценка вторичной

пористости карбонатных коллекторов комплексом геофизических методов // Молодой ученый. 2017. № 9. С. 194–198.

2. Иваницкий А.В. Определение коэффициента открытой пористости горных пород методом жидкостенасыщения и газово-люметрическим методом // Аллея Науки. 2018. № 7. С. 227–231.
3. ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения коэффициента открытой пористости жидкостенасыщением.
4. Дахнов А.В., Крюкова И.Б. Повышение достоверности определения коэффициента открытой пористости газовольуметрическим пикнометром «Поромер» // Вестник газовой науки. 2014. № 2. С. 44–46.
5. Слейбо У., Персонс Т. Общая химия. М.: Мир, 1979. 550 с.
6. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде. М.: Недра, 1991. 167 с.
7. Булач М.Х., Белоновская Л.Г., Гмид Л.П. Низкопоровые коллекторы нефтегазоносных провинций России и СНГ // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2007. № 2. 14 с.

ENGLISH

Results

To obtain the correct results, it is recommended, as far as possible, to use a kerosene or the model of formation water containing ions of the same name as a saturating liquid to achieve chemical equilibrium between the model of formation water and the mineralogical composition of the core. Based on the carried out experiments, the boundaries “collector – not collector” of selected J formations deposits of the opened wells are identified.

Conclusions

When evaluating and searching for hydrocarbon reserves, especially in non-structural traps, they focus primarily on the presence of a pore

reservoir with high capacity characteristics. According to the results of the analysis of the open porosity coefficient of the wells under consideration, the layers J1, J2 and J3 can be attributed to low-pore rocks with average open porosity coefficients for water of 9 % and 7 % for gas, which is quite consistent with the depth of the section. Attribution and principal allocation of the “collector – not collector” boundary is possible only in the presence of increased permeability, which is provided by a system of interconnected pores and cracks [7].

Also, in order to minimize the negative processes affecting Jurassic rocks when determining the open porosity parameter, the saturating liquid must contain salts with the same ions, such as iron (II), carbonate, and sulfide.

References

1. Ponomareva M.V., Tungyshbaeva A.T., Mukashev B.K. Estimation of secondary porosity of carbonate reservoirs by a complex of geophysical methods. Young Scientist, 2017, issue 9, P. 194–198. (In Russ.).
2. Ivanitsky A.V. determination of the coefficient of open porosity of rocks by liquid saturation and gas-volumetric method. Alley of Science, 2018, issue 7, P. 227–231. (In Russ.).
3. GOST 26450.1-85. Rocks. Method for determination of open porosity coefficient by fluid saturation.
4. Dakhnov A.V., Kryukova I.B. Improving the reliability of determining the open porosity coefficient with the gas-volumetric pycnometer “Porometer”. News of gas science, 2014, issue 2, P. 44–46. (In Russ.).
5. Sleibo U., Persons T. General chemistry. Moscow: Mir, 1979, 550 p. (In Russ.).
6. Namiot A.Yu. Solubility of gases in water. Moscow: Nedra, 1991, 167 p. (In Russ.).
7. Bulach M.Kh., Belonovskaya L.G., Gmid L.P. Low – pressure reservoirs of oil and gas provinces of Russia and the CIS. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2007, issue 2, 14 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Погорельцева Марина Николаевна, инженер 1 категории
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия
Для контактов: mnpogoreltseva@rnntc.ru

Андрющенко Ольга Зиновьевна, ведущий специалист
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия

Рогозин Александр Анатольевич, начальник отдела
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия

Чурков Александр Викторович, заведующий лабораторией
ООО «НК «Роснефть – НТЦ», Краснодар, Россия

Ботвиновская Ольга Александровна, главный специалист управления по координации деятельности КНПК ПАО НК «Роснефть», Москва, Россия

Pogoreltseva Marina Nikolaevna, engineer of the 1st category
of “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia
Corresponding authors: mnpogoreltseva@rnntc.ru

Andryushchenko Olga Zinovevna, leading specialist
of “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia

Rogozin Aleksandr Anatolevich, head of Department
of “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia

Churkov Aleksandr Viktorovich, head of the laboratory
of “Rosneft-STC” LLC, Krasnodar, Russia

Botvinovskaya Olga Aleksandrovna, chief specialist Department for
coordination of KNPC “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Поставки нефти, газа и нефтепродуктов

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» зарегистрирована в ноябре 2016 года и является Компанией, которая в настоящее время осуществляет реализацию нефтегазовой и нефтехимической продукции.

Более **3** лет на рынке



Логистическая карта поставок ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» включает в себя: территорию России, в том числе Калининградскую область и Республику Крым; страны ЕАЭС.



ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» является членом Торгово-Промышленной Палаты РФ и Союза «Санкт-Петербургская Торгово-Промышленная Палата».

Адрес офиса: 197227, г. Санкт-Петербург,
Комендантский пр., д. 11, литер В,
пом. 28-Н, БЦ «Миллер-центр», офис № В-2-Зк



Нефть



Газовый
коденсат



Мазут



Керосин
авиационный



Бензин



Дизельное
топливо

Нефтяная Компания «NAT-ART»



Oil Company "NAT-ART" LLC

+7 (911) 768-24-14

www.nknat-art.ru

info@nknat-art.ru

Прогноз неантиклинальных ловушек и оценка качества скоплений углеводородов в них — приоритетное направление развития нефтегазового комплекса

Пунанова С.А.

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
punanova@mail.ru**Аннотация**

В статье рассмотрены два аспекта приоритетного направления развития поисково-разведочных работ, связанных с изучением методических основ поисков крупных скоплений углеводородов (УВ) в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов. Исследуются современные классификационные особенности ловушек подобного типа и их мировая продуктивность, а также возможность оценки качественного состава УВ скоплений в них.

Материалы и методы

Классификационные схемы ловушек неантиклинального строения, характер продуктивности комбинированных ловушек. Анализ схематических примеров ловушек различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ), сравнительная оценка по геохимическим данным качества нефтей, заполняющих ловушки различной морфологии.

Ключевые слова

неантиклинальные ловушки, комбинированные ловушки, микроэлементы, месторождение, углеводородное сырье, нефтегазоносный бассейн, фундамент, сланцевые формации

Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», AAAA-A19-119022890063-9

Для цитирования

Пунанова С.А. Прогноз неантиклинальных ловушек и оценка качества скоплений углеводородов в них — приоритетное направление развития нефтегазового комплекса // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 20–24. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10113

Поступила в редакцию: 15.09.2020

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Forecasting non-anticlinal traps and assessing the quality of hydrocarbon accumulations in them is a priority direction in the development of the oil and gas complex

Punanova S.A.

Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
punanova@mail.ru**Abstract**

The article discusses two aspects of the priority direction of development of prospecting and exploration work related to the study of the methodological foundations of searching for large accumulations of hydrocarbons in non-structural traps of a combined type within platform oil and gas basins. The modern classification features of traps of this type and their world productivity are investigated, as well as the possibility of assessing the qualitative composition of hydrocarbon accumulations in them.

Materials and methods

Classification schemes of non-anticlinal traps, the nature of productivity of combined traps. Schematic examples of traps of various oil and gas fields, comparative assessment of the quality of oils filling traps of various morphologies using geochemical data.

Keywords

non-anticlinal traps, combined traps, trace elements, field, hydrocarbon feedstock, oil and gas basin, shale formations, basement

For citation

Punanova S.A. Forecasting non-anticlinal traps and assessing the quality of hydrocarbon accumulations in them is a priority direction in the development of the oil and gas complex. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 20–24. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10113

Received: 15.10.2020

Введение

Выявление характера и структуры ловушек — вместилищ углеводородного сырья, а также качества флюидов при оценке перспектив нефтегазоносности является актуальной, но недостаточно разработанной задачей. На современном этапе освоения нефтегазового комплекса низка вероятность открытия крупных месторождений нефти и газа, приуроченных к антиклинальным структурам. Как показывает мировая практика нефтегазопоисковых работ [1], на комбинированные ловушки приходится почти в 5 раз больше залежей, чем на коллекторы-вместилища УВ, контролируемые одним ведущим фактором (литологическим, стратиграфическим, тектоническим, геодинамическим, гидрогеологическим и др.), притом что накопленная добыча в них составляет больше 50 %. Довольно низкая эффективность поискового бурения в глубокозалегающих нефтегазоносных комплексах обусловлена слабым знанием закономерностей формирования комбинированных ловушек и отсутствием их однозначного сейсмического «образа».

Результаты и обсуждение

Классификационные особенности ловушек и некоторые примеры

Многими исследователями основной приоритет дальнейшего развития нефтегазопоисковой геологии отдается именно строению и морфологии ловушек — аккумуляторам нефти и газа. Так, в работе китайских ученых в основу классификации НГБ по характеру и типу УВ систем приняты особенности резервуаров. В каждом НГБ существует три основных типа нефтяных систем (НС) в соответствии с тремя основными типами резервуаров — вместилищ нефтяных УВ, которые характеризуются качеством резервуара и морфологией ловушек в сочетании с соответствующими показателями миграции

и накопления УВ. В НГБ разрабатываются непрерывные, квазинепрерывные и прерывистые скопления (рис. 1) [2]. Аналогичные построения, в основу которых также положены эксплуатационные особенности ловушек, приводятся в работе [3] (рис. 2).

О значении оценки характера (типа) ловушек и их перспективности с точки зрения ресурсов свидетельствуют многолетние исследования, проведенные группой специалистов. Авторы [1] показывают значимость в мировых запасах УВ сырья открытия месторождений с ловушками различного происхождения. Результаты выражают взаимосвязь между агрегированным или совокупным ростом ресурсов по открытиям и пробуренным скважинам (рис. 3).

По оси абсцисс отложены годы (с конца 1800-х годов), а по оси ординат ВВОЕ — накопленные запасы в миллионах баррелей в нефтяном эквиваленте (ВОЕ — эквивалент энергии, получаемой из одного барреля нефти). На графике даны кривые по различным типам ловушек: все существующие ловушки различного происхождения, комбинированные, стратиграфические, структурные и неизвестные. Имеются в виду так называемые ловушки сланцевых формаций, ловушки клиноформных структур, рифогенные, ловушки в выступах фундамента и некоторые другие. График иллюстрирует темп открытия значимых бассейнов с конца 1800-х годов. К резким изначальным подъемам, вызванным открытиями на североамериканских, российских и ближневосточных территориях скоплений УВ, добавилось заметное изменение в 2000-х годах, связанное с крупными запасами в стратиграфических и комбинированных ловушках. На это изменение первым обратил внимание Халбутти (Halbouty, 2003), показав, что объемы ресурсов стратиграфических ловушек в 1990-х годах стали составлять 15 % от объемов ресурсов значимых бассейнов, выше, чем

10 % показатель на всем историческом протяжении до этого. Существенное возрастание количества «неизвестных» ловушек, отмеченное в настоящее время при открытии крупных скоплений УВ, авторы связывают с более широким применением сейсмических работ 3D. Наибольшая концентрация гигантов происходит на Ближнем Востоке, в Северной Америке и России, но почти каждый работающий нефтяной бассейн имеет потенциал для гигантских месторождений, в которых в настоящее время открываются залежи в сложных ловушках комбинированного типа.

Теоретический и практический материал по характеристике сложных неантклинальных ловушек и методике их поисков былложен в ряде исследований, проводимых в Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ, Москва) еще в конце прошлого столетия [4]. Основные положения сводятся к следующему. Характерной особенностью ловушек комбинированного типа является сочетание структурной, литологической, стратиграфической, а также дизъюнктивной составляющих, что отражено в названии соответствующих групп ловушек. Ловушки структурно-литологического типа обособляются при тектонической деформации выклинивающихся слоев. Эти ловушки и контролируемые ими залежи УВ располагаются обычно на крыльях и переклиналях антиклинальных складок, но могут располагаться также в синклиналях и в пределах моноклинальных частей крупных структурных элементов. Структурно-стратиграфические ловушки также многочисленны, их форма определяется степенью размыта локальных и крупных поднятий, несогласно перекрытых непроницаемыми породами. Литолого-стратиграфические ловушки различного вида встречаются под несогласиями и над ними. Над поверхностью несогласия располагаются ловушки, приуроченные к аллювиальным

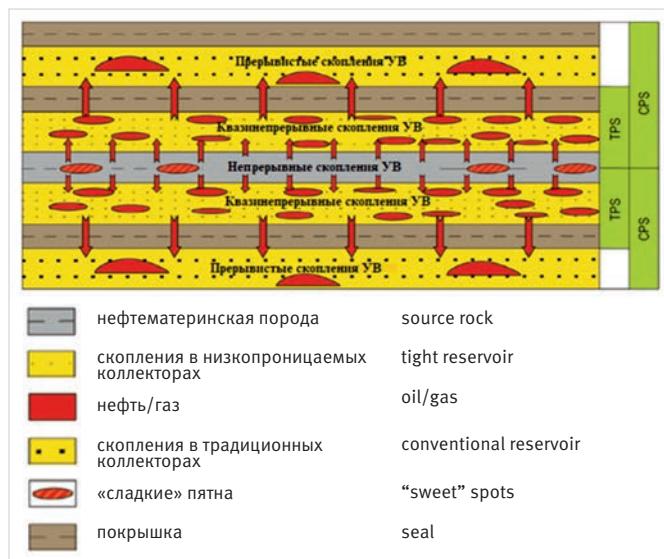


Рис. 1. Схематическое изображение вертикального распределения нефтяных систем и соответствующих скоплений: I — непрерывные (SPS), II — квазинепрерывные (TPS), III — прерывистые (CPS) [2]

Fig. 1. Schematic representation of the vertical distribution of oil systems and corresponding accumulations: I – continuous (SPS), II – quasi-continuous (TPS), III – discontinuous (CPS) [2]

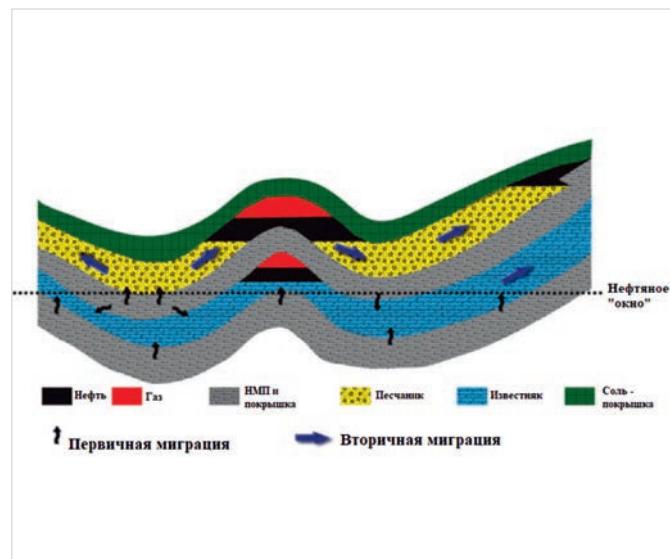


Рис. 2. Обычные и нетрадиционные ловушки и миграция (НМП — нефтематеринская порода) [3]

Fig. 2. Conventional and non-traditional traps and migration [3]

отложениям. Объектом сложноэкранированного и комбинированного типа, подготовленного к глубокому поисковому бурению, является ловушка, локализованная в пространстве структурной картой по кровле продуктивного горизонта и плановым положением бокового экрана, позволяющим выбрать оптимальные точки заложения поисковых скважин. Прогнозирование и выявление непосредственно залежей УВ — актуальная задача и конечная цель сейсмогеологического анализа.

В настоящее время проблемам выявления сложных комбинированных ловушек также посвящено большое количество разработок, в которых освещаются новые классификационные стандарты, а также сложность прогноза подобных ловушек.

Так, в статье [5] приводится «генетическая» классификация неструктурных ловушек, в которой автор подразделяет их на литологически ограниченные (седиментационные, биогенные и постседиментационные), литологически экранированные (регионально и локально экранированные) и тектонически экранированные (приразломные и поднадвиговые). В работе [6] на основе анализа 1200 залежей проводится деление ловушек по «морфологическому» строению, так как именно эти признаки важны на стадии разведки, когда основной задачей является выявление формы ловушки, вмещающей залежь УВ. В группе комбинированных ловушек авторами выделяются залежи, связанные с различного типа экранами, то есть залежи, экранированные разрывными

нарушениями, границами областей отсутствия коллекторов, соляными интрузиями, жерлами грязевых вулканов, дайками интрузивных пород, поверхностями несогласий и некоторыми другими факторами.

Наглядный пример интерпретации сейсмических профилей с выделением ловушек рифгенного и клиноформного строения приведен в работе [7]. Предполагаемые биогермные постройки и проградационные тела возникают в результате перераспределения осадочного материала по площади бассейна в результате бокового латерального наращивания осадочных тел (территория Благовещенской впадины Волго-Уральского НГБ). На сейсмопрофиле выявлены этапы развития разновозрастных рифов и возраст таких построек (рис. 4). Это клиноформные структуры, которые, возможно, сокращают площадь депрессионной части, смешая бортовую зону в сторону впадины. И, как следствие, на смещенной бровке начинают свое развитие более молодые тела. Таким образом, происходит латеральная миграция органогенных построек с их омоложением в сторону депрессионной части и возможное увеличение объемов ловушек.

Ярким примером сложного типа комбинированных ловушек являются нефтяные месторождения в дельте реки Нигер. Этот регион с богатыми ресурсами характеризуется разнообразием тектонических элементов (рис. 5), таких как конседиментационные (антитетические) сбросы, структуры с множеством растущих сбросов и структуры постколлизионного опускания. Залежи УВ приурочены к сложным комбинированным ловушкам с тектоническим экраном. На окраинах дельты выявлены как стратиграфические, так и структурные ловушки [8].

Долгое время при постановке геологоразведочных работ коллекторы в породах фундамента недооценивались. Однако в различных регионах мира скопления нефти и газа в породах фундамента открыты и промышленно разрабатываются. В публикациях последних лет приводится общедоступная информация о резервуарах УВ в трещиноватых кристаллических формациях и их ресурсах из примерно 30 стран [9, 10]. Отложения кристаллического фундамента являются крупными нефтяными и газовыми резервуарами во многих регионах мира. УВ аккумулируются в интрузивных, эфузивных, метаморфических и катакластических породах фундамента. Безусловно, необходимо разобраться в причине отсутствия месторождений нефти и газа с большими запасами в отложениях фундамента на территории российских бассейнов, некоторые из которых в геологическом плане вполне сопоставимы с зарубежными, в которых открыты гигантские по запасам скопления УВ в фундаменте (например, Западно-Сибирский и Кыуонгский (Вьетнама) НГБ [11, 12]. Причины могут быть различными. Либо недостаточно мощная техника бурения, малые глубины забоя скважин по фундаменту, либо недостаток геологического материала и сейсмических атрибутов, либо большие запасы в осадочных отложениях, содержащие стремление к выявлению и разведке глубинных структур по фундаменту.

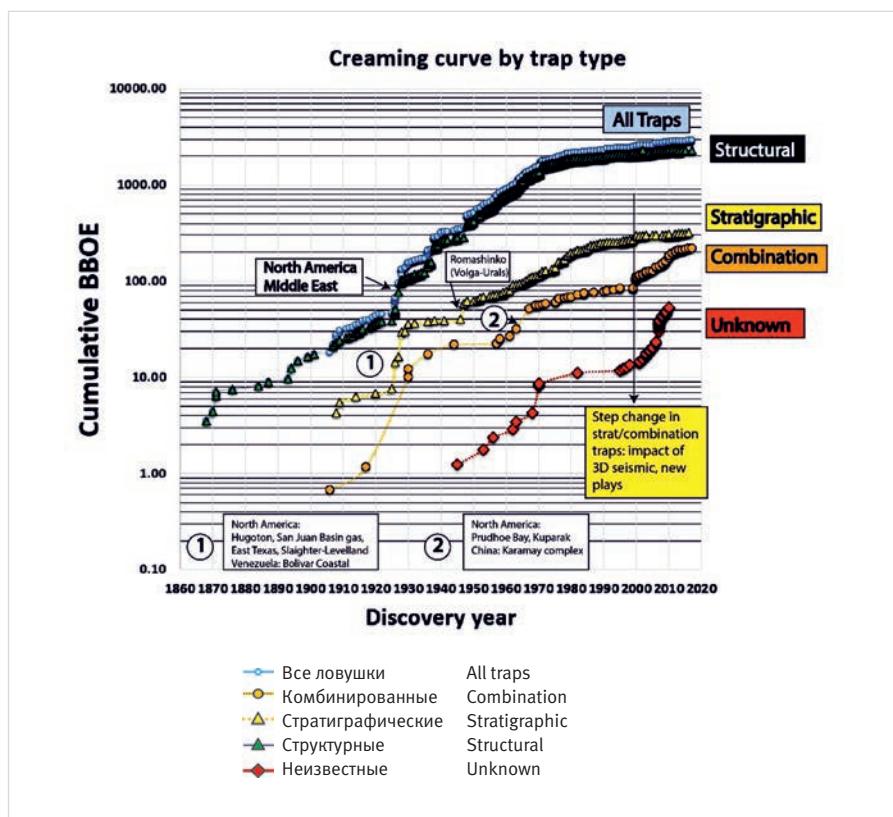


Рис. 3. Кривая кумулятивных накопленных запасов (BBOE) в резервуарах, приуроченных к различным ловушкам, по годам открытия [1]

Fig. 3. Curve of cumulative accumulated reserves (BBOE) in reservoirs confined to different traps, by year of discovery [1]

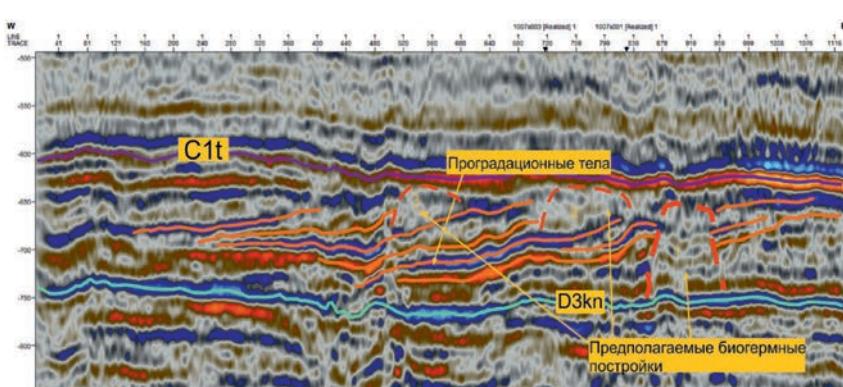


Рис. 4. Сейсмический профиль с выделенным интервалом D₃kn-C₁t [7]
Fig. 4. Seismic profile with selected interval D₃kn-C₁t [7]

Прогноз состава нефтей и фазового состояния скоплений в ловушках

Разработанная нами классификация нефти НГБ по их обогащенности микроэлементами (МЭ) [13] дает возможность прогнозировать состав флюидов в ловушках разного типа на определенных уровнях процессов нефтеобразования, вторичного преобразования и разрушения скоплений. Нефти главной зоны нефтеобразования (ванадиевая металлогенезия) и нефти ранней стадии генерации (никелевая металлогенезия), приуроченные отчасти к ловушкам антиклинального типа, в большей степени несут на себе влияние верхней осадочной коры, больше содержат хемофоссилий (Fingerprint) и элементов, характерных для исходного органического материала, то есть V, Ni, Mo, Co и др. В зонах глубокого катагенеза при сильной дислоцированности территорий их тектоническая активность провоцирует формирование ловушек в большей мере неантклинального, неструктурного, комбинированного типа с нефтяными, газовыми и газоконденсатными залежами. Именно в этом типе ловушек сосредоточены основные запасы месторождений УВ, открываемых в настоящее время [1]. Часто встречаются тектонически экранированные залежи, что связано со спредингом на окраинах континентов. Ловушки подобного типа могут быть насыщены нефтями повышенной катагененной преобразованности или нефтегазоконденсатами, они значительно подвержены процессам глубинной переработки; кроме того, возможно претерпели и миграционные существенные изменения. Они содержат другой набор МЭ, токсичных и летучих, ассоциированных с более легкими УВ компонентами, вероятно, часть из которых связана с глубинными процессами в недрах земли (As, Hg, Al, Sb, B, Li, РЗЭ и др.). Залежи таких скоплений с низким содержанием асфальтово-смолистых компонентов из глубоких горизонтов (более 4,5 км) могут характеризоваться хорошей изоляцией от поверхностных агентов деструкции.

В регионах гипергенного выветривания также преобладают нетрадиционные ловушки. Как правило, это неструктурные залежи сложного комбинированного типа, часто тектонически экранированные в связи с образованием поднадвиговых зон выклинивания и литологического замещения. Аномальное же обогащение нефтей зоны гипергенеза V, Ni, Mo, Re, Cd, Hg, U и другими элементами, вплоть до промышленныхrudных концентраций, может объясняться их биодеградацией, выветриванием, потерей легких масляных углеводородных фракций и, соответственно, накоплением МЭ. Кроме того, отмечается и эндогенный привнос МЭ при воздействии интрузий и гидротерм на скопления асфальтовых битумов преимущественно в пределах складчатых областей (Уральская, Корякско-Камчатская, Андийская и др.) и обогащение Hg, Cd, Sb нефть газовыми эманациями в зонах глубинных разломов (Предкарпатский прогиб, бассейны Калифорнии и др.).

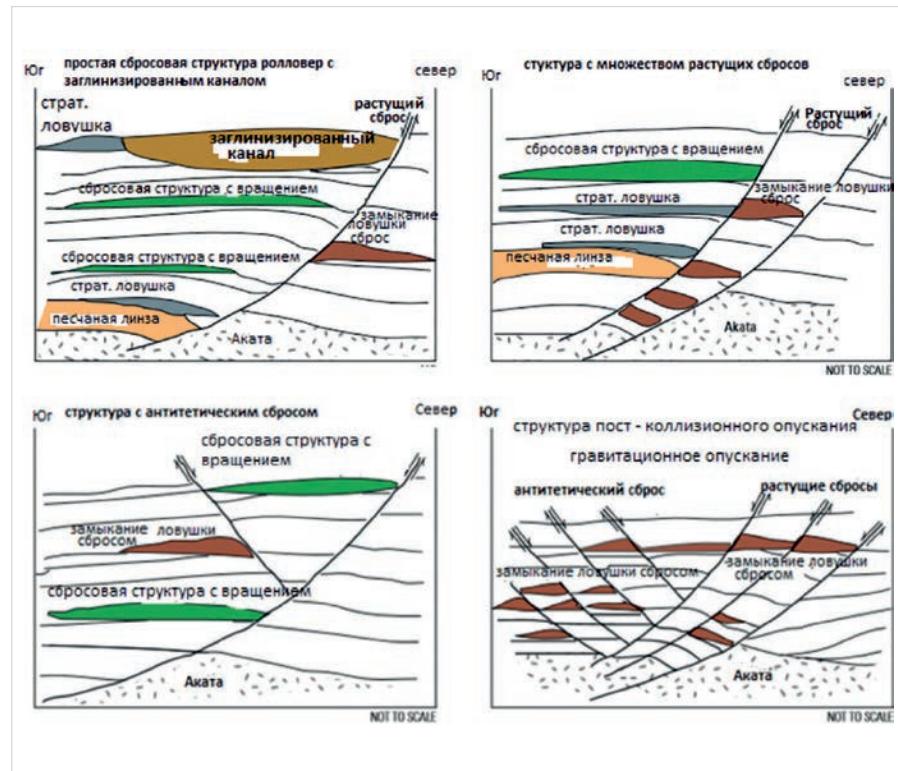


Рис. 5. Примеры структур нефтяных месторождений дельты р. Нигер и связанных с ними ловушек. Стрелки показывают направление движения сбросов [8]
Fig. 5. Examples of structures of oil fields of the river delta Niger and related traps. Arrows show the direction of movement of thrusts [8]

Проблема прогноза продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ до сих пор остается спорной. Особенности свит, т.е. их сланцевый характер и частое чередование более плотных и менее плотных пород-накопителей и производителей УВ, приводят к трудностям дешифровки собственно нефтематеринских и продуктивных прослоев в их строении. Эта неопределенность вызвана тем, что методы исследования традиционных УВ скоплений не применимы к нетрадиционным объектам, которые являются одновременно и нефтематеринскими и нефтесодержащими. Пласти-коллекторы не являются ловушками в обычном понимании, а представлены довольно протяженными участками с хорошими коллекторскими свойствами. Их часто называют «непрерывными» (continuous) или тонкими ловушками несоответствия (unconformity subtle traps) [14]. По нашим исследованиям, любые перемещения флюидов внутри таких толщ приводят к изменению их состава, в частности к обогащению более подвижными (Cu, Au, As и Ce), обеднению менее подвижными (V, Ni, Co, Mo, Zn) элементами и изменению их соотношений. Последние ассоциированы со смолисто-асфальтеновыми компонентами. Выявленные особенности МЭ состава флюидов могут являться маркерами прогноза продуктивности резервуаров углеродсодержащих формаций [15].

Итоги

На основе анализа исследований, проведенных российскими и зарубежными учеными и практиками, а также научных разработок автора рассмотрены основные направления

развития нефтегазового комплекса, связанные с поиском и оконтуриванием сложно построенных ловушек — вместе ли нефтяных и газовых скоплений. Приведены примеры строения ловушек неантклинального комбинированного типа в различных регионах мира, выявлен приоритет этого типа ловушек при поисках наиболее перспективных объектов с большими ресурсами УВ сырья. На основе фундаментальных знаний о процессах нефтегазонакопления показана возможность прогноза качества нефтей в ловушках комбинированного строения.

Выводы

Изучение резервуаров УВ как в отложениях осадочного бассейна, так и в выступах кристаллического фундамента свидетельствует о существенном возрастании количества сложных, нетрадиционных, комбинированных, в том числе «неизвестных» ловушек, отмеченном в настоящее время при открытии крупных скоплений УВ. Даются рекомендации по прогнозу качества нефтей и фазового состояния скоплений в комбинированных ловушках, обнаруженных на различных уровнях шкалы нефтеобразования.

Литература

- Dolson J., Zhiyong He, Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap Exploration-Making the subtle trap obvious. Search and Discovery. Article # 60054, 2018, 67 p.
URL: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf
- Jing-Zhou Zhao, Jun Li, Wei-Tao Wu, Qing

- Cao, Yu-Bin Bai, Chuang Er. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities. *Petroleum Science*, 2019, issue 16, P. 229–251.
DOI: 10.1007/s12182-018-0286-2
3. Dolson J. Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. Springer International Publishing. XIX, Switzerland, 2016, 486 p.
DOI: 10.1007/978-3-319-29710-1
4. Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа. Геологические основы поисков скоплений углеводородов в ловушках сложного экранирования. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. Ч. 1. 231 с.
5. Окнова Н.С. Неантклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 1. С. 16.
6. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология.
7. Гумеров А.Р. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности верхнедевонских отложений Благовещенской впадины Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. Пермь: ПГНИУ, 2019. С. 82–87.
8. Экенма-Джонас Д. Особенности строения и нефтегазоносности территории дельты реки Нигер // Новые направления нефтегазовой геологии и геохимии. Развитие геологоразведочных работ. Пермь: ПГНИУ, 2019. С. 364–367.
9. Trice R. Basement exploration, West of Shetlands: progress in opening a new play on the UKCS. Geological Society, London, 2014, Vol. 397, P. 81–105.
10. Koning T. Oil and gas production from basement reservoirs: examples from Indonesia, USA and Venezuela. Geological Society, 2003, Vol. 214, issue 1, P. 83–92.
11. Пунанова С.А., Шустер В.Л., Нго Л.Т. Особенности геологического строения и нефтегазоносности доюрских отложений Западной Сибири и фундамента Вьетнама // Нефтяное хозяйство. 2018. № 10. С. 16–19.
12. Горюнов Е.Ю., Нгуен М.Х. Закономерности строения месторождений нефти и газа в фундаменте Кыулонгского бассейна (Вьетнам) // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 4. С. 18–22.
13. Пунанова С.А. Микроэлементы нафтидов нефтегазоносных бассейнов // ДАН. 2019. Т. 488. № 5. С. 534–538.
14. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 67–77.
15. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 67–80.

ENGLISH

Results

Based on analysis of studies carried out by Russian and foreign scientists and practitioners, as well as the author's scientific developments, the main directions of the development of the oil and gas complex associated with the search and delineation of complex traps – reservoirs of oil and gas accumulations are considered. Examples of the structure of non-anticlinal combined type traps in different regions of the world are given, the priority of this type of traps is revealed in the search for the most promising objects with large hydrocarbon resources. On the basis of fundamental knowledge about the processes of oil and gas accumulation, the possibility of predicting the quality of oils in traps of a combined structure is shown.

References

- Dolson J., Zhiyong He, Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap Exploration-Making the subtle trap obvious. Search and Discovery. Article # 60054, 2018, 67 p. URL: http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf
- Jing-Zhou Zhao, Jun Li, Wei-Tao Wu, Qing Cao, Yu-Bin Bai, Chuang Er. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities. *Petroleum Science*, 2019, issue 16, P. 229–251. DOI: 10.1007/s12182-018-0286-2
- Dolson J. Understanding Oil and Gas Shows and Seals in the Search for Hydrocarbons. Springer International Publishing. XIX, Switzerland, 2016, 486 p.
DOI: 10.1007/978-3-319-29710-1
- Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T. and other. Methods of prospecting for oil and gas deposits in complex-screened traps. Geological foundations of the search for hydrocarbon accumulations in complex screening traps. Moscow: VNIIOENG, 1992, Part 1, 231 p. (In Russ.).
- Oknova N.S. Nonanticlinal traps – examples

- from Volga-Ural and Western Siberia oil-and-gas provinces. *Neftegazovaya Geologiya. Theory and Practice*, 2012, Vol. 7, issue 1, 16 p. (In Russ.).
- Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. On the classification of oil and gas deposits. *Oil and gas geology. Theory and Practice*, 2015, Vol. 10, issue 1, 10 p. (In Russ.).
- Gumerov A.R. Geological structure and oil and gas prospects of the upper devonian deposits of the Blagoveshchensk depression of the Volga-Ural basin. Collection of proceedings II International scientific conference "New directions of oil and gas geology and geochemistry. Development of geological exploration". Perm: PSU, 2019, P. 82–87.
- Ekenma-Jonas J. Structure feature and oil and gas potential of the Niger delta. New directions of oil and gas geology and geochemistry. development of geological exploration works. Perm: PSU, 2019, P. 364–367.
- Trice R. Basement exploration, West of Shetlands: progress in opening a new play on the UKCS. Geological Society, London, 2014, Vol. 397, P. 81–105.

Conclusions

The study of hydrocarbon reservoirs both in the sediments of the sedimentary basin and in the protrusions of the crystalline basement indicates a significant increase in the number of complex, unconventional, combined, including "unknown" traps, which is currently noted during the discovery of large hydrocarbon accumulations. Recommendations are given for predicting the quality of oils and the phase state of accumulations in combined traps found at different levels of the oil generation scale.

- Koning T. Oil and gas production from basement reservoirs: examples from Indonesia, USA and Venezuela. Geological Society, 2003, Vol. 214, issue 1, P. 83–92.
- Punanova S.A., Shuster V.L., Ngo Ly. Peculiarities of geological structures, and oil and gas efficiency in pre-jurassic deposits of Western Siberia and the basement of Vietnam. *Oil industry*. 2018, issue 10, P. 16–19.
- Goryunov E.Yu., Nguyen M.H. The regularities of the structure of the oil and gas fields in the basement of Kyulong basin (Vietnam). *Exposition Oil Gas*, 2018, issue 4, P. 18–22.
- Punanova S.A. Trace elements in naphthides in oil and gas basins. *Doklady earth sciences*. 2019, Vol. 488, issue 2, P. 1207–1210.
- Ulmishek G.F., Shalomeenko A.V., Holton D.Yu., Dakhnova M.V. Unconventional oil reservoirs in the domanik formation of the Orenburg region. *Geology of oil and gas*, 2017, issue 5, P. 67–77.
- Punanova S.A., Shuster V.L. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits of Western Siberia. *Georesources*, 2018, Vol. 20, issue 2, P. 67–80.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | 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

Punanova Svetlana Alexandrovna, sc.d., chief researcher, Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation
Corresponding author: punanova@mail.ru

Подходы к изучению неантеклинальных ловушек Западной Сибири и перспективы их картирования

Самойлова А.В.¹, Афанасьева М.А.²

¹Институт проблем нефти и газа РАН, ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
anna-samoilova@mail.ru

Аннотация

В настоящей статье систематизированы данные и проведен анализ существующих методов и опубликованных исследований по изучению неантеклинальных ловушек, часто комбинированных, который позволил рекомендовать комплекс работ, наиболее эффективных при поисках ловушек данного типа в юрских и меловых отложениях в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). В работе показан ряд диагностических признаков подобных ловушек и обоснован комплекс исследований, позволяющих целенаправленно выявлять ловушки комбинированного типа. Важным условием успешного осуществления работ является проведение целенаправленных исследований, построение седиментационных моделей и палеогеографических реконструкций с применением ихнофациального анализа. Оконтуривание и освоение неструктурных ловушек на основе предложенной комбинации методов может существенно продлить эксплуатационную жизнь ряда «старых» нефтегазодобывающих районов, в том числе Западной Сибири.

Материалы и методы

Классификационные схемы ловушек неантеклинального строения. Схематические примеры ловушек различных нефтегазоносных бассейнов (НГБ) Западной Сибири, изучение ловушек различной морфологии.

Ключевые слова

нефтегазоносный бассейн, неструктурные ловушки, классификация ловушек, коллекторские свойства, органическое вещество, нефтегазоносные комплексы

Для цитирования

Самойлова А.В., Афанасьева М.А. Подходы к изучению неантеклинальных ловушек Западной Сибири и перспективы их картирования // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 25–30. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10111

Поступила в редакцию: 28.09.2020

GEOLOGY

UDC 553.9 | Original Paper

Approaches to the study of non-anticline traps in Western Siberia and prospects for their mapping

Samoilova A.V.¹, Afanasyeva M.A.²

¹Institute of Oil and Gas Problems (IPNG), Russian Academy of Sciences, ²Gubkin Russian state University of oil and gas, Moscow, Russia
anna-samoilova@mail.ru

Abstract

The article systematizes the data and analyzes existing methods and published studies of non-anticline traps, often combined, which allowed us to recommend a set of works that are most effective in searching for traps of this type in the Jurassic and Cretaceous deposits within the West Siberian oil and gas basin (NGB). The paper shows a number of diagnostic features of such traps and justifies a set of studies that allow purposefully identifying traps of a combined type. An important condition for the successful implementation of the works is to conduct targeted research, building depositional models and paleogeographic reconstructions with the use of ichnofacial analysis. Delineation and development of non-structural traps based on the proposed combination of methods can significantly extend the operational life of a number of “old” oil and gas producing areas, including Western Siberia.

Materials and methods

Classification schemes of non-anticlinal traps. Schematic examples of traps of various oil and gas basins (NGB) in Western Siberia, study of traps of various morphology.

Keywords

oil and gas basin, non-structural traps, classification of traps, reservoir properties, organic matter, oil and gas complexes

For citation

Samoilova A.V., Afanasyeva M.A. Approaches to the study of non-anticline traps in Western Siberia and prospects for their mapping. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 25–30. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10111

Received: 28.09.2020

В условиях Западной Сибири, где история добычи углеводородов (УВ) насчитывает без малого порядка 70 лет, геологи вплотную подошли к завершению этапа поисков УВ в структурных ловушках, а целенаправленная разведка структур неантклинального типа осуществляется недостаточно эффективно. В этой связи поиски и разведка неструктурных ловушек имеют решающее значение для наращивания ресурсной базы региона.

Освоение неструктурных ловушек в ходе поисково-разведочных работ (ПРР) может существенно продлить эксплуатационную жизнь ряда «старых» нефтегазодобывающих районов, в том числе и в некоторых регионах Западной Сибири.

Выявление закономерностей размещения неструктурных ловушек УВ в юрских и меловых нефтегазоносных комплексах Западной Сибири наряду с определением взаимосвязей между коллекторскими свойствами пород и выделенными обстановками осадконакопления является приоритетной задачей для нефтегазового комплекса страны в целом. Важным этапом работ является выработка основных критериев для создания классификации неструктурных ловушек УВ, которая позволит более рационально осуществлять поисковые работы.

Известно множество классификаций ловушек нефти и газа, в том числе и неантклинальных [1]. В соответствии с современными классификациями выделяют четыре основных типа неантклинальных ловушек: литологически ограниченные, литологически экранированные, стратиграфически экранированные и тектонически экранированные. Каждый из перечисленных типов подразделяется на несколько подтипов и классов, в основу ранжирования положен главный фактор их формирования (рис. 1).

Для картирования неантклинальных структур применение традиционного комплексирования ловушек юрского и мелового возраста в Западной Сибири крайне затруднительно в связи с особенностями их строения. Многие ученые ищут и предлагают новые подходы к их изучению, поискам и картированию [2, 3, 4, 5].

Вышеупомянутые структуры характеризуются неоднородностью, наличием разнозернистых прослоев, отсутствием выраженной слоистости, наличием неконсолидированных пород, отсутствием качественных признаков коллекторов; их диагностика также осложняется тем, что проводился сокращенный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) и велик процент отбракованных скважин старого фонда и материалов по ним. Лишь грамотное применение литологических, литолого-фациальных, палеогеографических и геохимических методов вкупе с проведением целенаправленных поисков неструктурных ловушек позволит достичь хороших результатов [6, 7].

Особую важность в этой связи приобретают палеогеографические исследования, которые позволяют восстановить историю развития бассейна седиментации и установить важнейшие предпосылки для развития продуктивных неструктурных ловушек УВ. Проведение палеогеографических реконструкций позволяет при использовании прямых и косвенных признаков, которые несет в себе

осадочная порода, воссоздать гидродинамику среды древних бассейнов, соответственно, дать более достоверную характеристику нефтегазоносных объектов, обнаруженных геофизическими методами. Лишь небольшой процент структур, выявляемых исключительно геофизическими методами, подтверждается в дальнейшем бурением.

Значение недооцененного ранее ихнофациального анализа в совокупности с другими методами позволяет разделить разрез на ряд зон подводного берегового склона, а

также провести типизацию донных осадков и сделать выводы о гидродинамических условиях бассейна осадконакопления и ранжировать их по условиям осадконакопления. Особенно это актуально для градации однотипных отложений юрско-мелового комплекса. Так, в отложениях сенона на месторождениях Ямalo-Ненецкого автономного округа выделены пласти и обоснованы их границы в однотипной части разреза по ассоциациям ихнофаций. Анализ керна позволил выявить ассоциации ихнофаций низкой и высокой

ТИП	ПОДТИП	КЛАСС	ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА	
			ПЛАН	РАЗРЕЗ
ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ОГРАНИЧЕННЫЕ	Седиментационные терригенные	Русловые тела		
		Дельтовые тела		
		Прибрежные аккумулятивные тела /бары, косы, дюны/		
		Глубоководные конусы выноса		
	Биогенные	Рифовые системы, береговые, краевые, барьерные		
		Одиночные рифы, банки, биогермы, биостромы, атоллы		
	Постседиментационные	Текстуры выщелачивания, цементации, уплотнения, разуплотнения		
ЛИТОЛОГИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ	Регионального экранирования	Фациального замещения, выклинивания, запечатывания		
	Локально-го экранирования	Фациального замещения, облекания (структурно-литологические)		
	Регионального экранирования	Региональных перерывов, размывов		
	Локально-го экранирования	Срезания, останцы (структурно-стратиграфические)		
СТРАТИГРАФИЧЕСКИ ЭКРАНИРОВАННЫЕ	Приразломные	Ступенчатые сбросовые		
		Блоковые взбросовые		
	Поднадвиговые, связанные с надвигами			
1 – изопахиты; 2 – разломы; 3 – надвиги; 4 – песчаники; 5 – глины; 6 – известняки; 7 – граниты; 8 – нефть				
1 – isopachites; 2 – faults; 3 – thrusts; 4 – sandstones; 5 – clays; 6 – limestones; 7 – granites; 8 – oil				

Рис. 1. Генетическая классификация неантклинальных ловушек [1]
Fig. 1. Genetic classification of non-anticline traps [1]

плотности, а также установить прямую зависимость эффективной пористости от интенсивности биотурбации.

При выявлении ловушек и открытии приуроченных к ним залежей особое значение имеет диагностика генетических условий образования ловушек, поскольку именно она позволяет выделить ряд конкретных поисковых признаков.

Использование совокупности приведенных методов дает положительные результаты при построении седиментационных моделей, палеогеографических реконструкциях юрских и меловых отложений в пределах всего Западно-Сибирского бассейна, на основе которых определены основные закономерности развития неструктурных ловушек.

В отложениях юрского и мелового возраста Западно-Сибирской платформы

ведущую роль играют четыре основные группы неантклинальных ловушек: континентальная и прибрежно-морская; шельфовая; склоновая; глубоководная. Для удобства применения в наименование типа вносится основной поисковый признак. Каждая группа имеет свои характерные поисковые признаки, представленные ниже.

Группа континентальных и прибрежно-морских ловушек

Опыт исследования показывает, что значительное количество залежей в юрских отложениях контролируется не только структурным фактором, но и литологическими, тектоническими, стратиграфическими экранами. В морфологическом отношении ловушки аллювиальных отложений представлены рукавообразными (шнурковыми)

песчаными телами русловых осадков, заключенных в слабопроницаемую алевритово-глинистую толщу пойменных отложений. В зависимости от направления течения палеореки конфигурация песчаных тел может быть линейно вытянутой или дугообразной. Значительное увеличение ширины подобных тел возможно в зоне развития меандрирующих русел. Ограничение подобных залежей по латерали происходит за счет замещения песчаников непроницаемыми песчано-глинистыми и глинистыми разностями [8]. Подобные ловушки выделяются на различных стратиграфических уровнях отложений осадочного чехла юго-восточной части Томской области.

Особую важность имеет картирование врезанных речных долин (рис. 2). Высокая продуктивность комплекса заполнения врезанных долин уже доказана на Каменной площади, где еще в 2006–2007 гг. были оконтурены 3 нефтяные залежи (две — в отложениях заполнения Сеульской долины и одна — в заполнении Кальмановской долины). Залежи эти приурочены к локальным структурным поднятиям, в то же время их геометрия контролируется распределением песчаников-коллекторов в пределах заполнения долин. Залежи отнесены к структурно-литологическому типу и являются важным высокопродуктивным объектом [9].

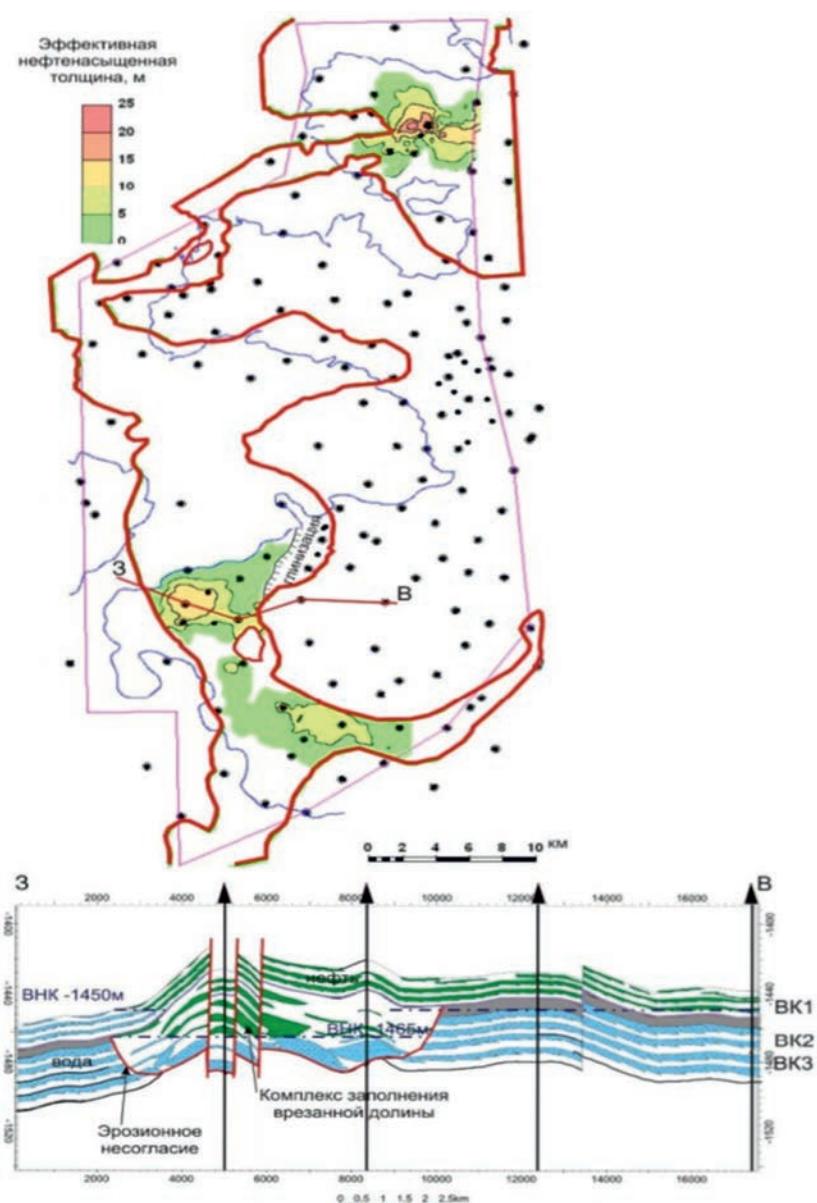
Региональные перспективы нефтегазоносности, открывающиеся в результате идентификации врезанных долинных систем, связаны как с поиском их продолжений (особенно продолжения Кальмановской врезанной долины, соотносимой с палео-Обью), так и с выявлением самостоятельных подобных объектов, например, в верхней части викуловской свиты. В качестве дополнительных поисковых критериев здесь могут быть использованы региональный уклон позднеантской поверхности осадконакопления и структурный контроль положения врезанных речных долин.

Группа ловушек морского генезиса

Разделение континентальных, морских и переходных фаций возможно по палеонтологическим данным терригенно-минералогического и ихнофацального анализов. Приведенные методы также не позволяют однозначно определить среду осадконакопления без гранулометрического распределения и привлечения электрометрических моделей. Именно с этим необходимо применение следующих методов.

Петрохимический метод. Содержание ряда химических элементов, средних значений химического состава и их отношений может быть использовано для характеристики условий осадконакопления. Геохимические параметры на основе данных спектрального анализа являются показателями фациальных условий, палеоклимата, степени выветривания и др.

Терригенно-минералогический анализ проводится на основе изучения акцессорных минералов с целью выявления источников сноса и путей миграции терригенного материала. Состав пород питания, климатические условия выветривания, сортировка материала по физической и химической устойчивости и гидравлической крупности



Красным показан контур врезанных долин, синим — контур нефтеносности ненарушенной речной эрозии последовательности пластов ВК1, ВК2 и ВК3

Red — contour of incised valleys and the contour of oil content of the sequence of layers VK1, VK2 and VK3 undisturbed by river erosion is shown in blue

Рис. 2. Структурно-литологические залежи комплекса заполнения врезанных долин [9]
Fig. 2. Structural and lithological deposits of the embedded valley filling complex [9]

предопределяют первичный исходный состав минералогических ассоциаций. При этом особенности х набора аутигенных минералов маркируют характер обстановок осадконакопления и диагенеза. Минералогические исследования позволяют выявлять зоны, генетически связанные с неструктурными ловушками, на основании пространственной изменчивости комплексов терригенных минералов. Таким образом, картирование распределения минералов по площади дает возможность установить береговые линии, прослеживать пути миграции терригенного материала, границы его распространения и наметить возможные региональные зоны выклинивания.

Палеоструктурный анализ позволяет определить распределение первичных коллекторов, которые связаны с источниками сноса, транспортировки и аккумуляции обломочного материала. Поэтому при прогнозе коллекторов в терригенных отложениях необходимо учитывать особенности палеоструктурного плана, существовавшего на момент формирования отложений.

Использование совокупности приведенных методов дает положительные результаты при построении седиментационных моделей, палеогеографических реконструкций юрских и меловых отложений большинства нефтегазоносных областей (НГО) Западно-Сибирского НГБ, на основе которых определены основные закономерности развития неструктурных ловушек.

В ачимовском нижнемеловом нефтегазоносном комплексе (НГК) преобладают литологически-ограниченные типы ловушек, связанные с глубоководными конусами выноса. По результатам палеодинамических и палеоструктурных реконструкций ачимовских песчаников Кальчинского, Восточно-Уренгойского, Приобского месторождений Западной Сибири установлено, что наиболее перспективные ловушки с хорошим первичным коллектором и значительным объемом песчаного материала связаны с глубоко-залегающими телами, сформированными турбидитными потоками на регressiveном этапе осадконакопления. Причем наиболее высокие значения коэффициентов палеодинамической активности среди седиментации приурочены к питающим каналам и к проксимальным частям конуса выноса. Хорошая отсортированность зрелых песчаников проксимальной части конусов выноса связана с высокой динамической активностью среды осадконакопления, и в том числе с переработкой обломочного материала глубоководными вдольконтурными течениями. Наиболее грубозернистый материал располагается в проксимальной части конуса выноса, образованной у основания склона, устья питающих каналов [10, 11].

В шельфовых нижнемеловых нефтегазоносных комплексах преобладают неструктурные ловушки УВ, связанные преимущественно с проксимальными конусами выноса и каналами дельтовых комплексов. По результатам комплексных исследований, проведенных различными исследователями (Шиманский В.В., Танинская Н.В. и др.) на территории восточного борта Большехетской впадины в отложениях берриаса — нижнего горизива нижнего мела, представленного

отложениями нижнехетской свиты, построены седиментационные модели и установлено, что отложения нижнехетской свиты формировались в прибрежно-морских условиях.

В юрских нефтегазоносных комплексах присутствуют преимущественно литологически ограниченные ловушки, связанные с русловыми и прибрежными аккумулятивными песчаными телами, и тектонически экранированные ловушки.

Перспективным объектом для поисков и разведки неструктурных ловушек также является клиноформная толща неокома, которая является основным, но при этом малоизученным нефтегазоносным комплексом региона в плане выявления ловушек неструктурного типа. В свете вышеизложенного хорошие результаты по Западной Сибири дают сейсмостратиграфические методы при детальной расшифровке возрастных напластований сложных геологических тел.

Изучение и классификация неантримальных ловушек в этой толще — одна из первоочередных задач. Создание такой классификации позволит повысить эффективность поисковых работ и целенаправленно проводить описывание.

Вместе с тем значительный объем выявленных к настоящему моменту скоплений УВ, связанных с неструктурными ловушками, требует проведения предварительного изучения и анализа имеющегося материала, так как часто встречается неправильное понимание или неоднозначная интерпретация генезиса ловушек.

На поисковом этапе работ важно в основу выделения типов ловушек закладывать генетический принцип, под которым понимается совокупность геологических процессов, предопределяющих происхождение ловушки. Наиболее целесообразно выделять отдельные типы ловушек по трем основным элементам клиноформы, поскольку в пределах этих элементов существуют близкие фациальные условия, обеспечивающие формирование соответствующих песчаных тел и определяющие родственные типы ловушек [12].

Группа континентальных и прибрежно-морских ловушек

В морфологическом отношении ловушки аллювиальных отложений представлены рукавообразными (шнурковыми) песчаными телами русловых осадков, заключенных в слабопроницаемую алевритово-глинистую толщу пойменных отложений. В зависимости от направления течения палеореки конфигурация песчаных тел может быть линейно вытянутой или дугообразной [8].

Группа шельфовых ловушек

Ловушки фациальных замещений. При образовании такого типа ловушек основными геологическими процессами являются структурно-седиментационные. Ловушки приурочены к зонам региональной глинизации песчаных пластов.

Ловушки, ограниченные несогласием. Главную роль в их формировании играют седиментационные процессы.

Ловушки опущенных тектонических блоков. Их развитие обязано аккумулятивно-дизьюнктивным процессам и

предопределяется спецификой заполнения осадочного бассейна за счет бокового наращивания склона. Опущенные по нарушениям краевые части шельфового комплекса создают обозначенный тип ловушек.

Ловушки поднятых тектонических блоков. Их образование вызвано фациально-дизьюнктивными процессами. От предыдущего случая эти сбросы отличаются более значительной конечной амплитудой и дальнейшим развитием, выражаящимся в возвратном эффекте после выравнивания нагрузки.

Ловушки депрессионных зон обусловлены структурно-аккумулятивными процессами. Образование этого типа ловушек связано с наличием депрессионных участков по простирации краевой части шельфа.

Ловушки баровые. Их развитие контролируется аккумулятивными процессами. К этому типу ловушек можно отнести все аккумулятивные формы поверхности песчаных пластов (косы, отмели, устьевые и барьерные бары и т.д.). В условиях аллювиально-морской равнины возможно наличие любой из них. Этот тип ловушек практически не изучен.

Группа склоновых ловушек

В склоновой части клиноформы выделяется один тип ловушек — уступов склона. На уступах склона периодически преобладают или эрозионные, или аккумуляционные условия, в целом приводящие к накоплению линз песчаного материала.

Группа глубоководных ловушек

В глубоководной части клиноформы, у подножия шельфового склона, выделяется три типа ловушек.

Ловушки турбидитно-седиментационные. На их формирование влияют аккумулятивные процессы. Ловушки приурочены к турбидитным песчаникам (ачимовской пачки).

Ловушки турбидитно-денудационные вызваны эрозионно-аккумулятивными процессами. По существу, это ловушки, обусловленные спецификой внутренней структуры ачимовских песчаников.

Ловушки донных и гравитационных течений. Их развитие зависит от эрозионно-аккумулятивных процессов. Этот тип ловушек можно только предполагать. Песчаные отложения, связанные с направленными течениями, обладают улучшенными коллекторскими свойствами, поэтому ловушки донных и гравитационных течений являются наиболее перспективным поисковым объектом.

Очевидно, имеет смысл провести типизацию ловушек на основе конкретных объектов и ревизию строения залежей в глубоководных песчаных телах, так как это позволит выбрать оптимальные направления дальнейших поисково-разведочных работ в регионе и уточнить связанные с ними запасы УВ.

Итоги

Всестороннее изучение и типизация ловушек на основе ряда конкретных объектов, а также ревизия геофизических данных скважин, вскрывших наиболее перспективные глубоководные песчаные тела, в совокупности с анализом строения уже открытых

залежей в неструктурных ловушках, способствовали выработка оптимальных направлений дальнейших поисково-разведочных работ в регионе с целью картирования их зон с наилучшими фильтрационно-емкостными свойствами.

Выходы

Исходя из анализа вышеупомянутых материалов по изучению, классификации ловушек неструктурного типа и выявлении их перспективности в пределах юрско-меловых отложений Западно-Сибирского НГБ, рекомендуется особо акцентировать изучение следующих показателей для комплексирования и ранжирования данных по представленной группе структур:

- генезис ловушки, то есть условия формирования, источники направления сноса и ее фациальная принадлежность;
- изменение уровня моря, то есть процессы трансгрессии-регрессии и направленность его движения во времени и пространстве;
- зону непосредственного осадконакопления с картированием возможных источников сноса осадочного материала;
- гидродинамический уровень по данным ихнографического, палеонтологического и минералогического анализов;
- характер и физико-химические свойства осадочного материала осадков, значительно влияющих на осадочную дифференциацию (однородность, плотность, механическую устойчивость, химическую активность, растворимость и концентрацию вещества);
- взаимное расположение выделенных ловушек и типы их взаимосвязей между собой.

В целом системный подход при анализе распределения и уточнения строения юрско-мелового разреза Западно-Сибирского НГБ с целью выявления зон неантклинальных комбинированных структур необходимо

проводить на основе комплексирования результатов структурных построений по кровле пластов, атрибутов сейсмической записи, результатов сейсмического моделирования, а также данных ГИС и материалов гидродинамических и geoхимических исследований. В ближней перспективе освоение Западной Сибири и дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли этого региона зависят от проведения дальнейших ПРР с целью укрепления и расширения минерально-сырьевой базы (МСБ) газо- и нефтендобычи не только в северных и арктических областях суши и шельфа Карского моря, но и за счет приращения запасов в уже разбуренных неантклинальных структурах, а также опоискования новых перспективных территорий.

Литература

1. Окнова Н.С. Неантклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 1. 16 с.
2. Шустер В.Л. Прогноз и поиски нефтегазовых скоплений в неантклинальных ловушках — важный элемент новой стратегии развития нефтегазовой геологии // Материалы Международной научно-практической конференции 2–3 сентября 2020. Казань: Ихлас, 2020. С. 32–34.
3. Пунанова С.А. Геохимическая парадигма при прогнозе качества нефти в ловушках комбинированного строения // Материалы Международной научно-практической конференции 2–3 сентября 2020. Казань: Ихлас, 2020. С. 119–122.
4. Давыдова Е.С., Пятницкая Г.Р., Скоробогатов В.А., Соин Д.А. Запасы, ресурсы и перспективы промышленного освоения ачимовского газонефтеносного комплекса севера Западной Сибири // Вестник газовой науки. 2019. № 4. С. 121–133.
5. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н. Методические аспекты прогноза неструктурных ловушек углеводородов на примере юрско-меловых отложений Западной Сибири // Бюллетьеня Московского общества испытателей природы. 2014. Т. 89. № 4. С. 24–39.
6. Самойлова А.В., Афанасьева М.А. Диагностические признаки неструктурных ловушек и механизмы их формирования на примере Западной Сибири // Вестник науки и образования. 2020. № 9-1. С. 99–110.
7. Шиманский В.В. Закономерности формирования неструктурных ловушек и прогноз зон нефтегазонакопления в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири // СПб.: ВНИГРИ, 2003. 277 с.
8. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Выявление ловушек углеводородов неантклинального типа в верхне-, среднеюрских отложениях (юго-восточная часть Томской области) // Известия Томского политехнического университета. 2008. Т. 313. № 1. С. 51–53.
9. Медведев А.Л. Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные аспекты нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5. № 3. 7 с.
10. Пунанова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 3. С. 10–13.
11. Брехунцов А.М., Танинская 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.
12. Жарков А.М. Неантклинальные ловушки углеводородов в нижнемеловой клиноформной толще Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2001. № 1. С. 18–23.

ENGLISH

Results

In the study area, there are a number of favorable conditions for the formation of natural bitumen deposits:

- the presence of linear-elongated anticlinal structures as potential reservoirs of hydrocarbons in the sakmarian deposits;
- the presence of porous reservoir in tastubian age sediments;
- presence of fluid-resistant rocks of the sterlitamak strata;
- the presence of neotectonic movements that can create conditions for vertical migration of hydrocarbons to the overlying sediments;
- the existence of processes of the imposed epigenesis (leaching) as a favorable factor for the formation of the void space of the reservoir rock.

Conclusions

Based on the analysis of the above materials on the study, classification of non-structural traps and identification of their prospects within the Jurassic-Cretaceous deposits of the West Siberian national Park, it is recommended to emphasize the study of the following indicators for the aggregation and ranking of data for this group of structures.

- The Genesis of the trap, i.e. the conditions of formation, sources of drift direction, and its facies affiliation.
- Sea level Change, i.e. the processes of transgression-regression and the direction of its movement in time and space.

- Zone of direct sedimentation with mapping of possible sources of sedimentary material drift.
- Hydrodynamic level according to ichnofacial, paleontological and mineralogical analyses.
- The nature and physico-chemical properties of sediment precipitation, significantly affecting the sedimentary differentiation (homogeneity, density, mechanical strength, chemical activity, solubility and concentration of substance).
- The mutual location of the selected traps and the types of their relationship to each other.

In General, a systematic approach to analyzing the distribution and refinement of the structure of the Jurassic-Cretaceous section of the West Siberian NGB in order to identify zones of non-anticline combined structures should be carried out on the basis of combining the results of structural constructions on the roof of layers, attributes of seismic recording, results of seismic modeling, as well as GIS data and materials of hydrodynamic and geochemical studies.

In the near future, the development of Western Siberia and the further development of the oil and gas industry in this region depend on further PRR to strengthen and expand the SME gas and oil production not only in the Northern and Arctic regions of the land and shelf of the Kara sea, but also by increasing reserves in non-anticlinal structures, both already drilled and searching for new promising territories.

References

1. Oknina N.S. Nonanticlinal traps – examples from Volga-Ural and Western Siberia oil-and-gas provinces. Petroleum Geology – Theoretical and Applied Studies, 2012, vol. 7, issue 1, 16 p.
2. Shuster V.L. Forecast and search for oil and gas accumulations in non – anticlinal traps – an important element of the new strategy for the development of oil and gas Geology. Materials of the conference. scientific and practical conf. "On a new paradigm for the development of oil and gas Geology September 2–3, 2020". Kazan: Ikhlas, 2020, P. 35–38.
3. Punanova S.A. Geochemical paradigm for predicting oil quality in traps of combined structure. Materials of the conference. scientific and practical conf. "On a new paradigm for the development of oil and gas Geology September 2–3, 2020". Kazan: Ikhlas, 2020, P. 119–122.
4. Davydova E.S., Pyatnitskaya G.R., Skorobogatov V.A., Soin D.A. Reserves, resources and prospects for commercial development of achim gas-oil-bearing complex at north of Western Siberia. News of gas science, 2019, issue 4, P. 121–133.
5. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Kolpenskaya N.N. Methodical aspects of non-structural hydrocarbon reservoirs prediction by example of jurassic and cretaceous of Western Siberia. Bulletin of Moscow Society of Naturalists. Geological Series. 2014, Vol. 89, issue 4, P. 24–39.
6. Samoilova A.V., Afanasyeva M.A. Diagnostic features of non-structural traps and mechanisms of their formation on the example of Western Siberia. Bulletin of science and education. 2020, issue 9-1, P. 99–110.
7. Shimansky V.V. Regularities of formation of non-structural traps and forecast of oil and gas accumulation zones in the Jurassic and lower Cretaceous deposits of Western Siberia. Saint Petersburg, VNIGRI, 2003, 277 p.
8. Abrosimova O.O., Kulagin S.I. Revealing of traps of the non-anticlinal type of hydrocarbons in upper-, middle-jurassic deposits (southeast part of Tomsk oblast). Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2008, Vol. 313, issue 1, P. 51–53.
9. Medvedev A.L. Aptian incised river valleys of the Kamennoye field, Western Siberia: regional aspects of petroleum potential. Oil and Gas Geology. Theory and practice. 2010. Vol. 5, issue 3, 7 p.
10. Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations of the Achimov deposits of the Northern regions of Western Siberia. Exhibition Oil Gas. 2020, issue 3, P. 10–13.
11. Brekhunov A.M., Taninskaya N.V., Shimansky V.V., Hafizov S.F. Lithofacial criteria for the prediction of reservoirs of Achimov beds of east Urengoy zone. Oil and gas geology, 2003, issue 3, P. 2–10.
12. Zharkov A.M. Non-Anticline hydrocarbon traps in the lower Cretaceous clinoform thickness of Western Siberia. Oil and gas geology, 2001, issue 1, P. 18–23.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Самойлова Анна Васильевна, кандидат геолого-минералогических наук, научный сотрудник Института проблем нефти и газа (ИПНГ) РАН, Москва, Россия

Для контактов: anna-samoilova@mail.ru

Афанасьева Мария Александровна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент кафедры общей и нефтегазопромысловской геологии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Samoilova Anna Vasilevna, candidate of geological and mineralogical Sciences, Institute of Oil and Gas Problems (IPNG), Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Corresponding author: anna-samoilova@mail.ru

Afanasyeva Mariya Aleksandrovna, candidate of geological and mineralogical Sciences, associate Professor of the Department of General and oil and gas field Geology of Gubkin Russian state University of oil and gas, Moscow, Russia

ARMATIC: автоматизация спускоподъемных операций для оптимизации бурения

Безопасное и автоматизированное бурение скважин — одна из тенденций развития мировой нефтегазодобывающей отрасли. Новая разработка завода «Ижнефтемаш» спроектирована с учетом этих требований и призвана эффективно решать бизнес-задачи клиентов, сокращая затраты на нефтедобычу за счет оптимизации процесса бурения и использования высокотехнологичного оборудования.

Автоматический буровой ключ с программным управлением ARMATIC предназначен для быстрого высокоточного свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб. Он имеет самый большой по сравнению с российскими аналогами диапазон диаметров замков свинчивающихся и развинчивающихся труб — от 73 до 245 мм. Ключ комплектуется прибором для измерения, регистрации и визуализации параметров свинчивания. Высокоточная затяжка продлевает срок службы ключа и бурильного инструмента, а используемое программное обеспечение позволяет сохранять и передавать значения крутящего момента средствами проводной и беспроводной связи.

Оборудование может устанавливаться на штатное место бурового ключа типа АКБ без изменения конструкции буровой площадки. Выдвижной манипулятор позволяет перемещать ключ в широком диапазоне: по горизонтали до двух метров — это лучший показатель среди российских аналогов*. Переносной пульт управления с сенсорным высокочувствительным экраном дает возможность управлять ключом, используя средства индивидуальной защиты рук.

Ключ ARMATIC — синергия многолетнего опыта производства нефтепромыслового оборудования и новых технических решений, которые соответствуют самым жестким стандартам качества и безопасности. Успешно завершенные в октябре 2020 года опытно-промышленные испытания ключа ARMATIC на Кондинском месторождении компании «Роснефть» подтвердили высокоеэффективность и надежность продукции, разработанной с учетом возросших потребностей клиентов.

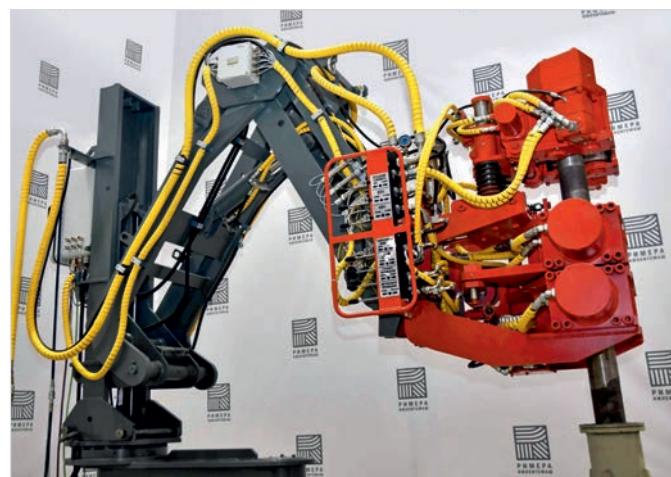


Рис. 1. Ключ ARMATIC

Следующие этапы развития линейки бурового оборудования ижевского предприятия ГК «Римера» — расширение типоразмерного ряда ключа ARMATIC и освоение выпуска гидравлических подвесных ключей для обсадных труб ARMEХ.

*На основе маркетинговых исследований ГК «Римера».



ПАО «Ижнефтемаш»
426063, Россия, УР,
Ижевск, ул. Орджоникидзе, д. 2
+7 (3412) 68-91-91
izhneftemash@rimera.com
www.rimera.com

Выявление неструктурных ловушек на поисково-разведочном этапе (Западно-Сибирский регион, юра – нижний мел)

Юрова М.П., Добрынина С.А.
ИПНГ РАН, Москва, Россия
mpyurova@mail.ru

Аннотация

В основе классификаций неструктурных ловушек лежат генетический и морфологический признаки, на базе которых выделяются литологический, стратиграфический или тектонический типы. При выявлении типов неструктурных ловушек на первом этапе поисково-разведочных работ всё большую роль играют менее затратные геолого-геофизические методы (магнито-, гравиметрические), по сравнению с традиционными сейсморазведочными работами, а также палеореконструкции.

В Западной Сибири отмечается большое разнообразие неструктурных ловушек, но преобладают литологически ограниченные. Кроме того, в Западной Сибири обнаружены месторождения аллювиальной природы в глубоководных турбидитовых отложениях не на структурах, а между ними. Даны оценка ресурсов юры и нижнего мела по категории D_0-D_1 .

Материалы и методы

Обобщение опубликованных геолого-геофизических материалов на различных стадиях поиска и разведки северо-западной территории Западной Сибири. Использование данных сейсморазведки 2D, 3D, гравиразведки, электроразведки, промыслового-геофизических исследований.

Ключевые слова

неструктурные ловушки, палеореконструкции, Западно-Сибирская нефтегазовая провинция, методы прогноза, перспективы нефтегазоносности

Работа написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», №AAAA-A19-119022890063-9).

Для цитирования

Юрова М.П., Добрынина С.А. Выявление неструктурных ловушек на поисково-разведочном этапе (Западно-Сибирский регион, юра – нижний мел) // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 31–35. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10108

Поступила в редакцию: 15.09.2020

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Identification of non-structural traps on prospecting and exploration stage (West-Siberian region, Jurassic-Lower Cretaceous)

Yurova M.P., Dobrynina S.A.
Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
mpyurova@mail.ru

Abstract

The classification of non-structural traps is based on genetic and morphological features, which are used to distinguish lithological, stratigraphic, or tectonic types. When identifying types of non-structural traps at the first stage of exploration, less expensive geological and geophysical methods (magneto-and gravimetric), as compared to traditional seismic surveys, as well as paleoreconstructions, play an increasingly important role. In Western Siberia, there is a large variety of non-structural traps, but lithologically limited ones prevail. In addition, in Western Siberia, alluvial deposits were found in deep-water turbidite deposits, not on structures, but between them. The estimation of Jurassic and lower Cretaceous resources by the D_1 category is given.

Materials and methods

Generalization of published geological and geophysical data at various stages of search and exploration of the North-Western territory of Western Siberia. Use of data from 2D, 3D, gravity, electrical, field and geophysical surveys.

Keywords

non structural traps, paleoreconstructions, West Siberian oil and gas province, forecast methods, oil and gas prospects

For citation

Yurova M.P., Dobrynina S.A. Identification of non-structural traps on prospecting and exploration stage (West-Siberian region, Jurassic-Lower Cretaceous). Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 31–35. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10108

Received: 15.09.2020

При всем разнообразии неструктурных ловушек в основе их классификации лежат генетический и морфологический признаки, исходя из которых к неструктурным относятся ловушки литологического, стратиграфического или тектонически экранированного типов. На формирование таких ловушек влияет и структурный фактор (тектонический, комбинированный и т.д.) [1].

Сложное строение и литологическая неоднородность неструктурных ловушек требуют использования совместных геолого-геофизических методов. На региональном этапе исследований ведущую роль приобретают также экспресс-методы (менее затратные), такие как магнито- и гравиразведка, а также электроразведка, определяющие необходимость глубинных исследований. Более информативен комплекс геомагнитных методов с 3D-сейсморазведкой и палеопреконструкциями [1].

В неструктурных ловушках залежи углеводородов (УВ) приурочены преимущественно к элементам древнего рельефа (долины, дельты, реки, пляжи, бары, морские каналы и т.д.). Ловушки облекания, эпигенетические ловушки приурочены к бассейнам карбонатного осадконакопления и позволяют реконструировать древнюю обстановку осадконакопления.

В Западно-Сибирской нефтегазовой провинции (НГП) отмечается большое разнообразие неструктурных ловушек, но преобладают литологически ограниченные (рис. 1).

В стратиграфических интервалах доюрского основания встречаются ловушки в эродированных выступах и останцах фундамента, а также тектонически экранированные, эпигенетические и, возможно, биогермные. Для юрского нефтегазоносного комплекса (НГК) характерны ловушки, связанные с дельтовыми и прибрежными аккумулятивными телами (бары, острова). Аналогичные типы неструктурных ловушек отмечаются также на западных территориях Енисей-Хатангского регионального прогиба (Енисей-Анабарская НГП) [1].

С помощью палеогеографических реконструкций на основе детальных седиментологических, палеонтологических, геолого-геофизических методов (вместо традиционной методики структурной интерпретации сейсмических данных) в Западно-Сибирской НГП обнаружены месторождения аллювиальной природы и в глубоководных турбидитовых отложениях не на структурах, а между ними или на их склонах (Уватский проект ТНК ВР) [1]. По этому проекту залежи в неструктурных ловушках обеспечили прирост более 300 млн т перспективных ресурсов УВ. Такой подход позволил в 2018 г. завершить государственный контракт по созданию палеогеографических карт основных продуктивных горизонтов Западной Сибири (юры и нижнего мела), на основе которых были выделены перспективные зоны развития неструктурных ловушек [2].

В юрских комплексах литологические ловушки приурочены к погребенным палеоруслам и сопутствующим береговым фациям, а также конусам выноса турбидитовых потоков, дельтовым и аккумулятивным телам

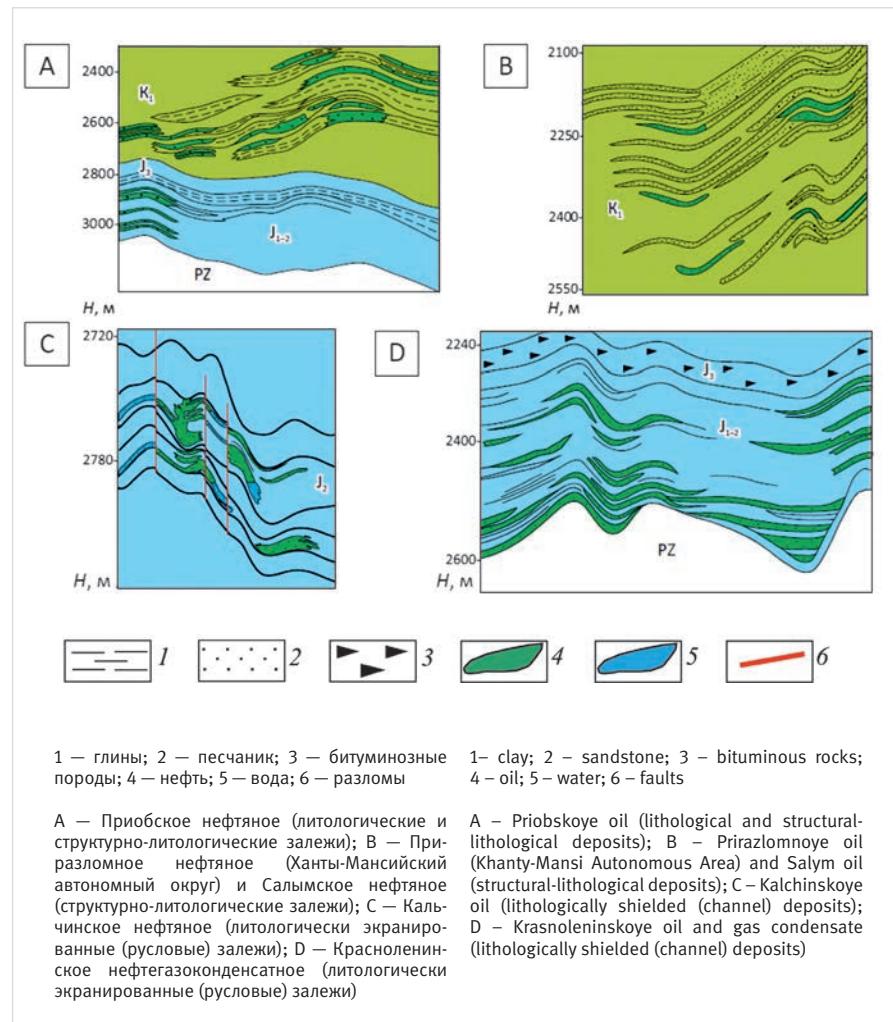


Рис. 1. Примеры залежей в неструктурных ловушках Западно-Сибирской НГП [1]
Fig. 1. Examples of accumulations in non-structural traps of West Siberian Petroleum Province [1]

шельфовой зоны (бары, конусам выноса дельт и дельтовым каналам) (рис. 2). Построенные прогнозные карты определили ресурсный потенциал нефтегазоносных комплексов юры и нижнего мела. В собранном материале (17 900 скважин) по данным сейсмокартажа, вертикального сейсмического профилирования, данных геофизических исследований скважин (ГИС), петрофизических определений керна, данных опробования скважин был сформирован каркас временных сейсмических разрезов (14 000 км) [2].

Юрско-нижнемеловые отложения характеризуются сложным строением и фациальной изменчивостью. В юрском комплексе неструктурные ловушки формировались в основном в континентальных и прибрежно-морских обстановках. В континентальных условиях образовались неструктурные ловушки в обстановке спрямленных меандрирующих рек и временных потоков, а в прибрежно-морских условиях — седиментационные модели, такие как речные приливно-отливные и волновые [3].

Для различных фаций юрских и нижнемеловых отложений Западно-Сибирской НГП получены корреляционные связи между коллекторами и их емкостными свойствами. В наиболее перспективных зонах литологически экранированных ловушек юрских и нижнемеловых комплексов Западной Сибири ресурсные

категории Д₀-Д₁ составили 2 млрд т [2, 4]. Построены также палеогеографические карты (М 1:2 500 000), а для отдельных наиболее перспективных участков разреза — детальные карты (М 1:500 000) (рис. 2). В наиболее перспективных зонах литологических ловушек юрских и нижнемеловых комплексов Западной Сибири ресурсы категории Д₀-Д₁ составили 25 млрд т [2]. Прогноз литологических ловушек связан с Урененско-Усановской зоной в направлении Нюрольской впадины, где в среднеюрское время проходили русла рек Палеоиртыш и Палеодемьянка [2].

Перспективы юрско-мелового и доюрского комплексов подтверждены открытием залежей нефти и газа на Ярудейском, Южно- и Средне-Хулымском месторождениях восточной части Западно-Полуйской зоны, а также в Березовском нефтегазоносном районе. Главный нефтегазопоисковый интерес представляют юрско-меловой и доюрский комплексы, где в трещиноватых породах фундамента, нижне-среднеюрских отложениях, неокоме и апт-сеномане выявлен ресурсный потенциал в пределах нераспределенного фонда недр Западно-Сибирской НГП [2].

Выделенные прогнозные зоны — основа для планирования разведочных работ по подготовке к поисковому бурению с целью восстановления уровня добычи УВ-сыря в нашей стране [1, 2].

В последнее время вырос значительный интерес к северо-восточным окраинам Западной Сибири (Ямало-Гыдановская синеклиза, Усть-Енисейский желоб, Обско-Лаптевская гряда). Речь идет об отложениях юрской системы, которая в этих районах залегает либо на породах тампейской серии триаса в депрессионных зонах, либо с большим несогласием на более древних раннетриасовых, палеозойских и докембрийских породах в пределах Обско-Лаптевской гряды и мезозойского бассейна [5, 6, 7].

В настоящее время для северо-востока Западной Сибири представляют интерес неантклинальные ловушки (НАЛ) юрских интервалов разреза. В качестве примера можно привести Хабейское месторождение, приуроченное к ловушке эрозионного среза на контакте с доюрским основанием (рис. 3) [5]. При испытании скважины Хабейская-1 (интервал 1977–1991 м) получен природный газ дебитом 268,4 тыс. м³/сут.

Сейсмическими информационными параметрами, позволяющими в тонкослоистом разрезе выделять нефтегазоперспективные объекты различного типа, являются время до сейсмических границ по временным разрезам псевдоакустических инверсий, скорость прохождения сигнала до сейсмических границ по временным разрезам акустических инверсий, изменений акустической жесткости на разрезах псевдоакустических преобразований [6].

Эффективность наземной сейсморазведки НАЛ связана с высокоразрешающей сейсморазведкой 3D и на этапе обработки сейсмоакустических инверсий. Комплекс методов географической информационной системы (ГИС) позволяет детально расчленить осадочный разрез по вертикали (мощностью до 1–2 м). С другой стороны, по ГИС определить морфологию НАЛ достаточно сложно. В процессе бурения по керну определяются фильтрационно-емкостные свойства, гравилометрический и минеральный состав продуктивных пластов и т.д. Наиболее достоверный способ увязки ГИС и метод общей глубинной точки (МОГТ) в поточечном варианте с разрезом псевдоакустических инверсий – использование продольного вертикального гидографа СК конкретной скважины, откорректированной по данным литологического привязки сейсмических реперов в регионе [5].

Основные перспективы нефтегазоносности келловей-киммериджских отложений связываются с песчано-алевритовой частью верхнеюрского разреза (сиговская свита), приуроченной в основном к правобережью реки Енисей [6].

В келловей-киммериджском комплексе предполагаются НАЛ литологического, стратиграфического и тектонического типов. На северо-востоке Западно-Сибирской провинции в титон-берриасском седиментационном бассейне выделяется свита со специфическим строением в виде крупных седиментационных тел авандельтового комплекса под названием «янновстанская свита» (рис. 4). На северо-востоке Западно-Сибирского НГП по данным комплексной сейсморазведки методом МОГТ, бурения,

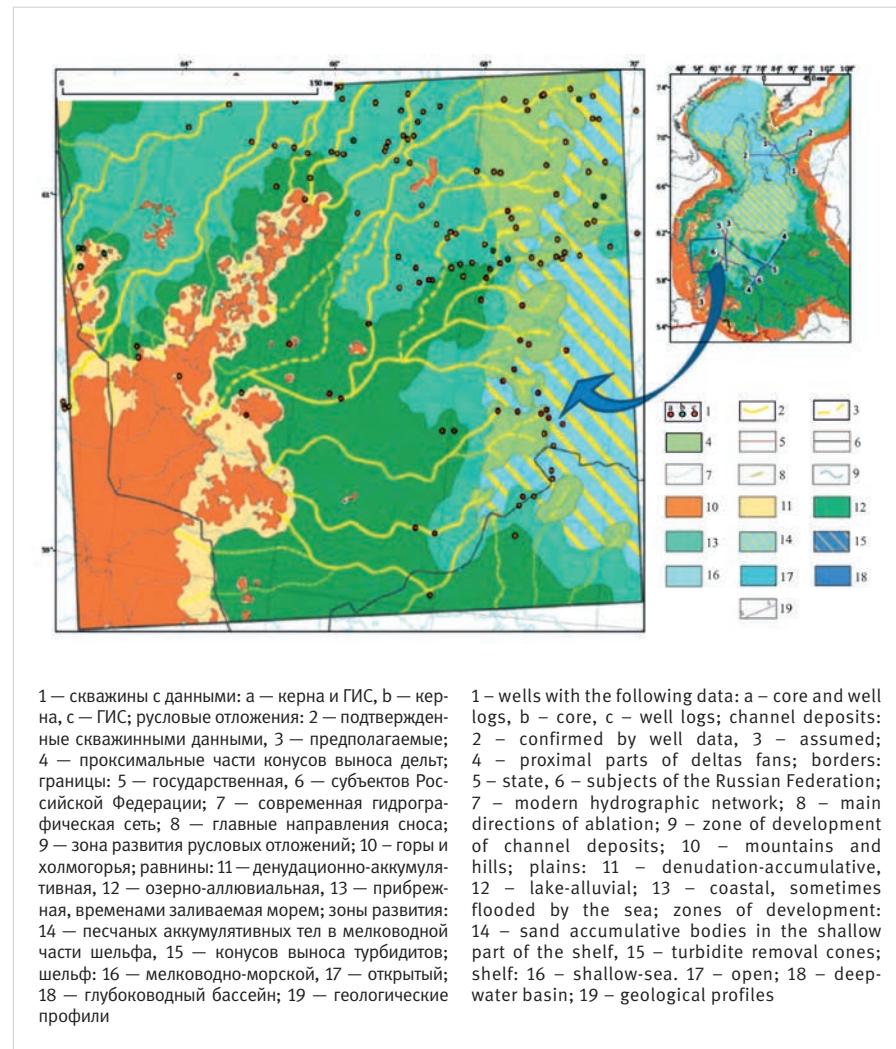


Рис. 2. Зоны развития коллекторов в аллювиальных и мелководно-морских отложениях бассейна Красноленинско-Ляминского участка (пласт Ю2) [2]
Fig. 2. Zones of reservoir development in Bathonian alluvial and shallow-marine deposits of Krasnoleninsky-Lyaminsky Area (Ю2 bed) [2]

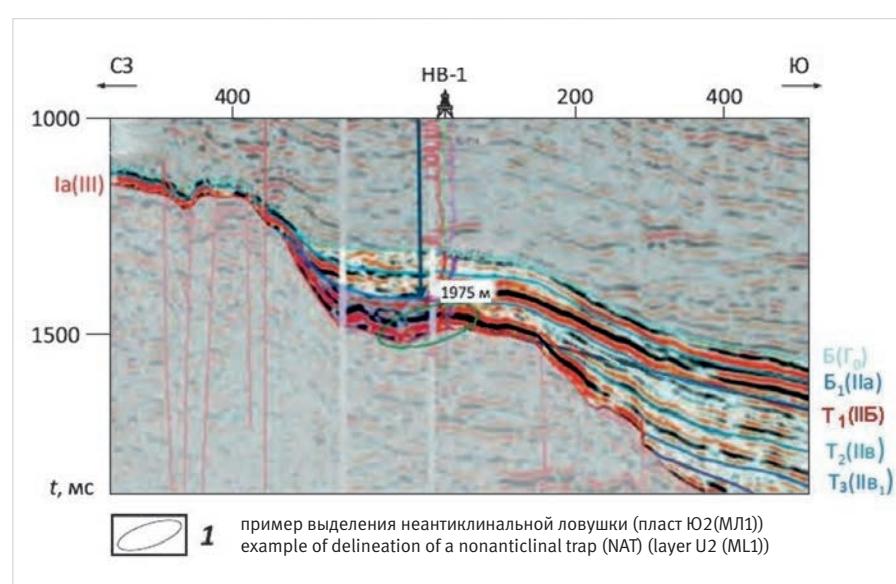


Рис. 3. Подтверждение продуктивности неантклинальных ловушек в нижне-среднеюрском НГК (Хабейское месторождение, Южно-Таймырская моноклиналь) [5]. Фрагмент временного разреза по профилям 0683015 – 0582010 – 0683013
Fig. 3. Confirmation of hydrocarbon charge of non-anticlinal traps in Lower-Middle Jurassic play (Khabeisky field, South Taimyr monocline) [5]. Fragment of time section along 0683015 – 0582010 – 0683013 lines

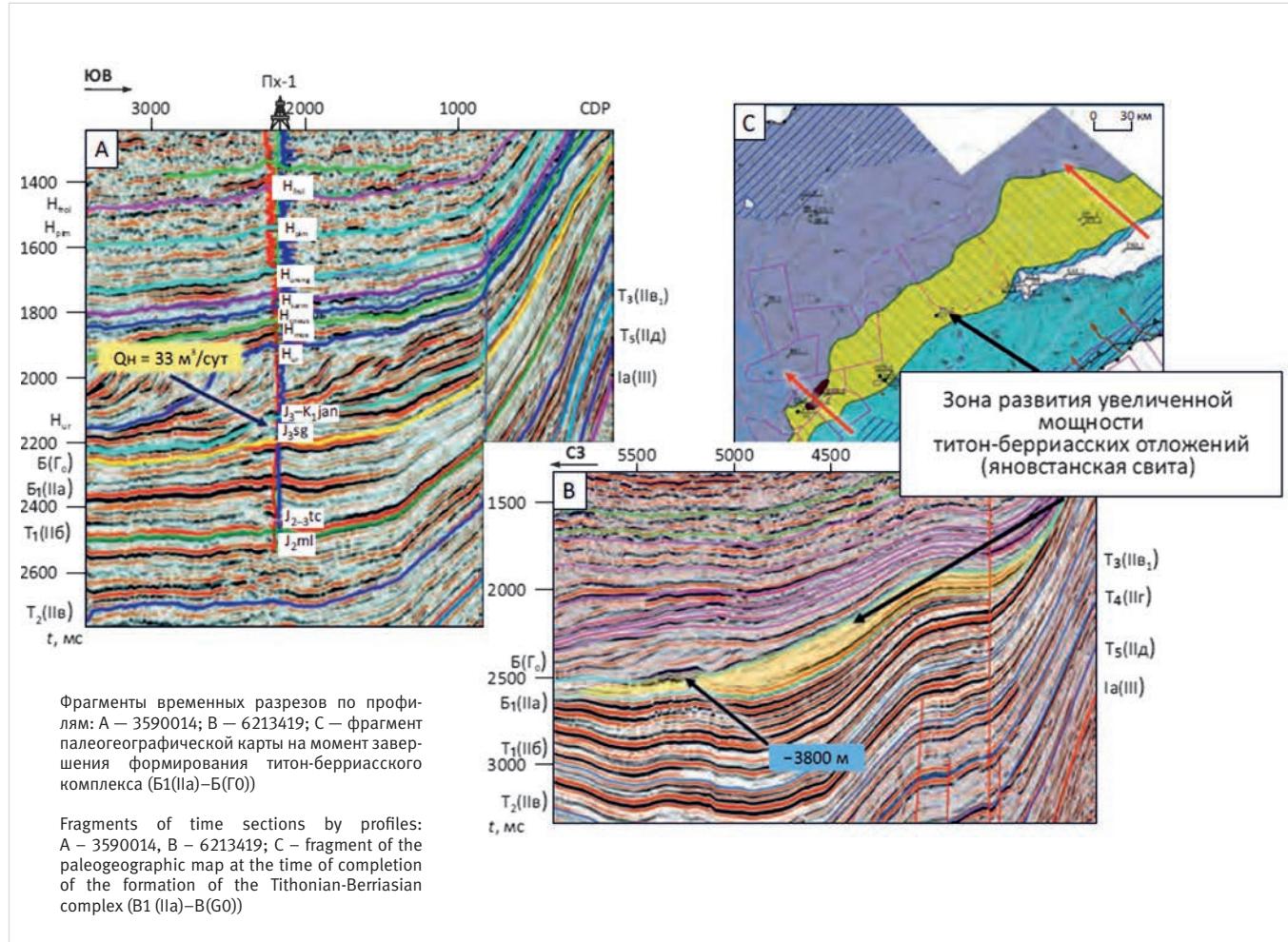


Рис. 4. Прогноз зоны развития неантклинальных ловушек в титон-берриасском НГК (яновстанская свита, северные подножия Малохетского и Рассохинского мегавалов) [5]

Fig. 4. Prediction of the zone of non-anticlinal traps occurrence in Tithonian-Berriassian play (Yanovstansky Fm, northern foot of Malokhetsky and Rassokhinsky mega-swells) [5]

данных ГИС по скважинам установлено, что титон-берриасский седиментационный нефтегазоносный комплекс соответствует сейсмо-стратиграфическому комплексу (ССК Б1(IIa) – Б(G0)) [7].

Таким образом, полученные результаты позволили на региональном уровне определить перспективные зоны развития неструктурных ловушек и наметить стратегию дальнейшего геолого-геофизического изучения основной нефтегазовой провинции нашей страны. Применение новейших технологий переинтерпретации накопленных данных и комплексирование геолого-геофизических методов позволяют ввести в разработку не только нераскрытый потенциал старых нефтедобывающих регионов, но и вовлечь в разработку новые территории [1].

Итоги

Построенные структурные карты позволили определить ресурсный потенциал региона. Получены корреляционные зависимости между коллекторами и их емкостными свойствами ($M 1:2\ 500\ 000$), а для продуктивных участков — $M 1:500\ 000$. Ресурсы перспективных зон составляют по категории D_0-D_1 25 млрд. т.

Наибольший интерес в северо-восточных территориях вызывают юрские отложения

(ловушки эрозионного среза на контакте с доюрским основанием). В скважине Хабейская-1 (интервал 1977–1991 м) получен приток газа дебитом 268,4 тыс. $m^3/\text{сут}$. В титон-берриасском комплексе выделяется «яновстанская свита», представленная крупными седиментационными телами авандельты.

Выводы

Выделенные прогнозные зоны — основа для планирования геолого-разведочных работ по подготовке ловушек к поисковому бурению с целью восстановления уровня добычи УВ-сырья в стране.

Литература

1. Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Петрова Ю.Э., Раевская Е.Г. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазоносных провинциях России // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 9–22.
2. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 39–46.
3. Шиманский В.В., Низяева И.С., Танинская Н.В., Колпенская Н.Н., Васильев Н.Я., Мясникова М.А., Зельцер В.Н. Седиментационная модель нефтегазоносных отложений васюганской свиты северо-восточной части Широтного Приобья // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 21–30.
4. Шиманский В.В., Шиманский С.В., Низяева И.С., Гомонов А.А. Палеоструктурные реконструкции стратиграфических горизонтов Западно-Сибирского бассейна // Конференция «Инновации в геонауках — времена открытий». Санкт-Петербург, 9–12 апреля 2018 г.
5. Мунасыпов Н.З., Низамутдинова И.Н., Балдин В.А. Прогноз неантклинальных ловушек углеводородов различных типов в юрских комплексах северо-востока Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 87–97.
6. Балдин В.А. Усть-Енисейская нефтегазоносная область — новая территория наращивания запасов углеводородов в Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2003. № 2. С. 16–25.
7. Балдин В.А., Мунасыпов Н.З., Шарафутдинов Т.Р. Уточнение границ Западно-Сибирского бассейна на Таймырском полуострове // Геология нефти и газа. 2018. № 3. С. 59–74.

Results

The constructed structural maps made it possible to determine the resource potential of the region. Correlations between reservoirs and their properties are obtained.

(1:2 500 000), and for productive areas (1:500 000). The resources of the prospective zones are 25 billion tons in the D₀–D₁ category.

The greatest interest in the North-Eastern territories is caused by Jurassic deposits (traps of an erosion section on contact with the pre-Jurassic

base). Well Khabeyskaya-1 (1988–1991 m interval) tested gas with a flow rate of 268.4 th. m³/day. In the titon-berrias complex, the “Yanovstan suite” is distinguished, represented by large sedimentary bodies of avandelta.

Conclusions

The selected forecast zones are the basis for planning geological prospecting and exploration works to prepare traps for exploratory drilling in order to restore the level of hydrocarbon production in the country.

References

1. Varlamov A.I., Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Petrova Ju.E., Raevskaya E.G. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces of Russia. *Oil and Gas Geology*, 2019, issue 3, P. 9–22. (In Russ).
2. Shimanskiy V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in Jurassic and Lower Cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. *Oil and Gas Geology*, 2019, issue 3, P. 39–46. (In Russ).
3. Shimanskiy V.V., Nizyaeva I.S., Taninskaya N.V., Kolpenskaya N.N., Vasil'ev N.Ya., Myasnikova M.A., Zeltser V.N. Oil and gas deposits sedimentation model of Vasyuganskaya suite of Latitude Priob north-eastern region. *Oil and Gas Geology*, 2017, issue 5, P. 21–30. (In Russ).
4. Shimanskiy V.V., Shimanskiy S.V., Nizyaeva I.S., Gomonov A.A. Paleostructural reconstructions of the stratigraphic horizons of the West Siberian Basin. Conference “Innovations in geosciences – Time for Breakthrough”. Saint Petersburg, 2018, april 9–12. (In Russ).
5. Munasypov N.Z., Nizamutdinova I.N., Baldin V.A. Jurassic series in the north-eastern part of Western Siberia: prediction of different types of non-anticlinal hydrocarbon traps. *Oil and Gas Geology*, 2019, issue 3, P. 87–97. (In Russ).
6. Baldin V.A. Ust-Enisei oil and gas area as a new territory of HC reserves increment in West Siberia. *Oil and Gas Geology*, 2003, issue 2, P. 16–25. (In Russ).
7. Baldin V.A., Munasypov N.Z., Sharafutdinov T.R. More precise definition of West Siberian Basin borders on Taimyr Peninsula. *Oil and Gas Geology*, 2018, issue 3, P. 59–74. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юрова Маргарита Павловна, к.г.-м.н., вед.науч.сотр.,
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: mptyurova@mail.ru

Добрынина Светлана Александровна, науч.сотр.,
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Yurova Margarita Pavlovna, leading researcher, candidate of geological and mineralogical sciences, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: mptyurova@mail.ru

Dobrynya Svetlana Aleksandrovna, researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia



ВЫСТАВКА «ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ»

в рамках
**ЯМАЛЬСКОГО
НЕФТЕГАЗОВОГО
ФОРУМА**

СибЭкспоСервис

ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”, г. Новосибирск
Тел.: (383) 335 63 50, e-mail: vkses@yandex.ru, www.ses.net.ru

**18-19
МАРТА**

г. Новый Уренгой
2021

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Генеральный информационный партнер

Неантклинальные ловушки рифея и венда Тунгусской синеклизы на поисково-разведочном этапе

Юрова М.П.

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
mpyurova@mail.ru**Аннотация**

В статье рассматривается один из перспективных нефтегазоносных районов Восточной Сибири — Тунгусская нефтегазоносная область (НГО). В истории формирования этого региона неоднократно проявлялся трапповый вулканализм (рифей, венд-кембрий, нижний палеозой, средний палеозой, верхний палеозой — триасовый и юрско-меловой периоды). В разрезе выделяются два структурных этажа: гранитоиды фундамента (архей — нижний палеозой) и рифей — фанерозойский осадочный чехол, которым в работе уделялось основное внимание. Выделены три зоны потенциальной нефтегазоносности рифейских, вендских и нижнекембрийских отложений. По результатам пробуренных скважин и сейсмических исследований Тунгусская синеклиза является в настоящее время наиболее перспективной территорией Восточной Сибири, в которой могут быть открыты неантклинальные ловушки (тектонически и литологически экранированные).

Материалы и методы

Обобщение опубликованных геолого-геофизических материалов Тунгусской НГО Восточной Сибири. Использование данных сейсморазведки МОГТ, высокоточная гравиметрия, электро- и аэромагнитная разведка, данные по опорным поисково-разведочным скважинам.

Ключевые слова

Тунгусская синеклиза, Восточная Сибирь, рифей, венд, сейсмические исследования, опорные скважины, перспективные участки, неструктурные (литологически экранированные, тектонически экранированные) ловушки

Для цитирования

Юрова М.П. Неантклинальные ловушки рифея и венда Тунгусской синеклизы на поисково-разведочном этапе // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С 36–40. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10118

Поступила в редакцию: 15.09.2020

GEOLOGY

UDC 551 | Original Paper

Non-anticline traps of the Riphean and Vendian Tunguska syneclyse at the search and exploration stage

Yurova M.P.

Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
mpyurova@mail.ru**Abstract**

The article deals with one of the most promising oil and gas bearing areas of Eastern Siberia — the Tunguska oil and gas area. In the history of the formation of this region, trap volcanism was repeatedly manifested (Riphean, Vendian-Cambrian, lower Paleozoic, middle Paleozoic, upper Paleozoic-Triassic and Jurassic-Cretaceous periods). In the section, two structural floors are distinguished: the granitoids of the basement (Archean-lower Paleozoic) and the Riphean-Phanerozoic sedimentary cover, which were given the main attention in the work. Three zones of oil-and-gas potential of the Riphean, Vendian, and lower Cambrian deposits are identified. According to the results of drilled wells and seismic studies, the Tunguska syneclyse is currently the most promising area in Eastern Siberia where non-anticline traps (tectonically and lithologically shielded) can be discovered.

Materials and methods

Generalization of published geological and geophysical materials of the Tunguska petroleum region of Eastern Siberia. The use of seismic survey, high-precision gravimetry, electro – and aeromagnetic data, information on stratigraphic wells.

Keywords

Tunguska syneclyse, Eastern Siberia, Riphean, Vend, seismic studies, reference wells, prospective sites, non-structural (lithologically-shielded, tectonically-shielded) traps

For citation

Yurova M.P. Non-anticline traps of the Riphean and Vendian Tunguska syneclyse at the search and exploration stage. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 36–40. (In Russ.). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10118

Received: 15.09.2020

В период формирования чехла Сибирской платформы в ее пределах неоднократно проявлялся трапповый магматизм. Особенно интенсивно проявление магматизма отмечается в позднепермско-триасовое время. Основная масса его на Сибирской платформе сосредоточена в пределах Тунгусской синеклизы [1].

Для оценки перспектив нефтегазоносности значительную роль играет латеральное и вертикальное положение трапповой формации. При этом в разрезе осадочных отложений фиксируется изменение палеоструктурной обстановки, появление региональных несогласий [2].

В связи с этим обстоятельством в западной части Сибирской платформы, где траппы проявились с максимальной мощностью, выделяют шесть структурных ярусов: рифейский, венд-нижнепалеозойский, среднепалеозойский, верхнепалеозойский, триасовый, юрско-меловой [1]. В венд-нижнепалеозойский период западная часть Сибирской платформы имела наибольшее прогибание (более 4 км) [3]. В позднепалеозойское время происходит заложение и интенсивное формирование единой крупной области прогибания – Тунгусской синеклизы [1].

Согласно новой версии нефтегазогеологического районирования Сибирской платформы, базирующейся на накопившемся геологическом материале изученности Тунгусской синеклизы [4], в статье рассматривается Центрально-Тунгусская нефтегазоносная область (восток Катангской и юго-запад Сюгджерской НГО), а также ее южная часть (территория севера Иркутской области) с интенсивным проявлением траппового вулканизма (туфогенные образования от раннего карбона до раннего триаса) [3]. Геологическое строение района довольно сложное. Установлено два основных структурных этажа: гранитоиды фундамента (архей – нижний протерозой) и рифей – фанерозойский осадочный чехол, состоящий из трех структурных ярусов: рифейского, венд-палеозойского и мезозойского. Архей – нижний протерозой (фундамент) представлен блоковым строением, сложной морфологией кровли и подошвы, различными древними породами (более 2,5 млрд лет).

В позднеархейских и раннепротерозойских этапах закладываются долгоживущие глубинные разломы, зоны смятия на границах с архейскими гранитоидами. Выше залегает осадочный чехол, представленный осадочными и вулканогенными породами на разных стратиграфических уровнях, разных этапах становления чехла. В тектоническом плане центральный район исследования расположен на сочленении северо-западного склона Непско-Ботубинской антеклизы и юго-восточного борта Курейской антеклизы, разделенной Маркино-Чуньской моноклизой (рис. 1, 2) [5].

В южной части рассматриваемой территории пробурена одна параметрическая скважина Среднекочемская 251 (рис. 1), вскрывшая полный осадочный разрез до гранитоидов фундамента. В 30 км западнее на территории Красноярского края пробурена скв. Хошонская 256, также вскрывшая породы фундамента (рис. 1). Неполный разрез вскрыли скважины со стороны Республики Саха (Якутия): Северо-Джекиндинская 2 510

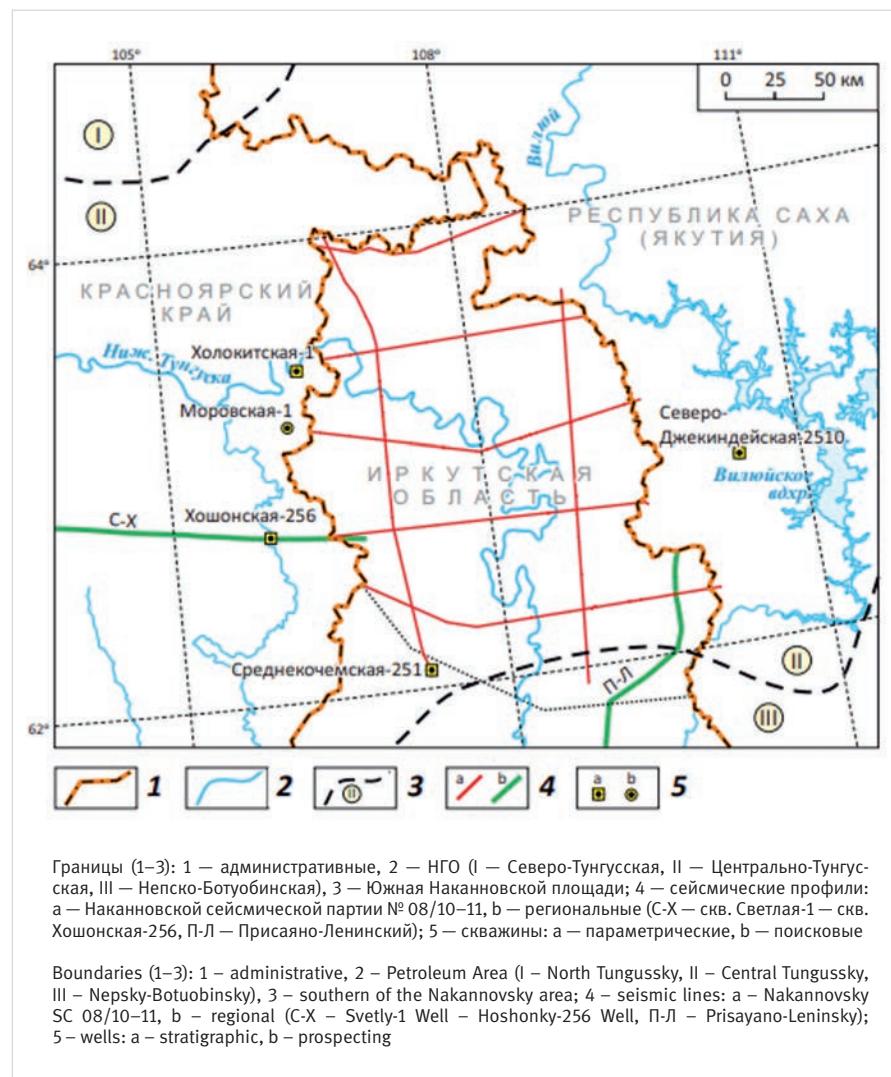


Рис. 1. Обзорная карта Наканновской площади [5]
Fig. 1. Overview map of Nakannovsky square [5]

и со стороны Красноярского края – Моровская 1 и Холокитская 1 – в 12 км от площади исследования. Эти скважины стали опорными для стратификации отражающих горизонтов (ОГ) (рис. 1, 2, 3) [5].

Перспективы нефтегазоносности в изучаемом районе связаны с рифейскими, вендскими и нижнекембрийскими нефтегазоносными комплексами (НГК). В связи с этим основное внимание уделялось изучению особенностей строения рифейского и фанерозойского комплексов региона. Проведенные ОАО «Янтаргеофизика» геофизические работы включали: сейсморазведочные работы МОГТ с кратностью 60, высокоточные гравиметрические наблюдения, электроразведку методом магнитотеллурических зондирований, аэромагнитную разведку. Сейсморазведочные работы выполнены импульсным источником (Енисей КЭМ-4). Применение невзрывного источника позволило получить полевой сейсмический материал для дальнейшей обработки и интерпретации. Основные результаты сейсморазведочных работ, проведенных на Наканновской площади, иллюстрируются обзорной картой, фрагментом тектонической карты, изопахитами и изохронами масштаба 1:500 000, геолого-геофизическим разрезом (рис. 1, 2, 3) [5].

Общая тенденция для структурных пла-нов по ОГ, ОЧ, К, Т, КВ и Ф – моноклинальное

погружение на северо-запад в сторону Курейской синеклизы (рис. 3). Это свидетельствует об унаследовании тектонического развития территории на протяжении венд-палеозойского этапа [5]. При моноклинальном залегании предвендинской эрозионной поверхности и других структурных перспективах НГК можно предположить, что при наличии крупных разноориентированных разломов возможно наличие структурно-эккавиционных ловушек углеводородов (УВ) на моноклинальном склоне Наканновской площади. В связи с этим наиболее вероятными факторами формирования залежей нефти и газа на рассматриваемой территории становятся тектонический и литологический факторы.

На рисунке 4 приведена карта перспектив Наканновской площади и рекомендации по дальнейшим геологоразведочным работам. На карте можно выделить ряд перспективных участков (рис. 4). Два из них представлены прогнозными структурно-тектоническими ловушками, а с учетом информации по аэрогеофизической съемке и неотектоническому анализу удалось наметить в пределах Наканновской площади зоны нефтегазонакопления II порядка: Ириткино-Панонгинскую, Таймурино-Чонскую и Южно-Наканновскую. Намечены лицензионные участки для дальнейшего геологического изучения и оценки нефтегазоносности, а

также проведение площадных сейсмических работ. Предлагается бурение пяти параметрических скважин для оценки перспектив нефтегазоносности рифейских, вендских, кембрийских и ордовикских отложений [5]. Первый — Ирбитинский участок, ограниченный тектоническими нарушениями и замкнутым контуром продуктивности. Площадь участка составляет 1 040 км². Условный контур продуктивности принят на отметке -3 800 м. Второй участок — Панонгинский — расположен в юго-восточной части Ирбитинской площади (1 574 км²). К юго-востоку от Панонгинского участка выделяется самый крупный — Могдинский — участок с предполагаемой структурно-тектонической ловушкой, высотой 200 м, приуроченной к рифейскому эрозионному выступу площадью 4 281 км². На юго-востоке Наканновской площади выделен Южно-Наканновский перспективный участок. Это наиболее повышенная часть перспективной территории с площадью 1 848 км².

Прогноз перспективных участков в венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях основан на анализе структурного плана по ОГ11 и разломной тектонике района. Кроме того, нельзя не учитывать уже открытых (более 20) нефтегазовых залежей в аналогичных отложениях Непско-Ботубинского комплекса. В Ангаро-Ленском районе в венд-нижнекембрийском отложении открыто уникальное Ковыктинское газоконденсатное месторождение [6].

По комплексу геофизических методов осуществлена прогнозная поисковая интерпретация, выделены три зоны потенциальной нефтегазоносности: в рифейских и вендских терригенных, а также в венд-нижнекембрийских отложениях. При интерпретации использовался метод, основанный на принципе прямых аналогий с эталонами или схожими объектами других регионов. Было осуществлено соответствие геофизических полей эталонных объектов и метода распознавания образов. Использовались также

аэрогеофизическая съемка и неотектонический анализ, которые по комплексу методов смогли наметить нефтегазовые зоны II порядка в пределах Наканновской площади. На наиболее перспективных участках территории планируется провести сейсмические работы и пробурить пять параметрических скважин.

В настоящее время в южной части Тунгусской синеклизы (Южно-Тунгусская нефтегазоносная область) в пределах Таначи-Моктаконского нефтегазоносного района открыто четыре месторождения УВ в нижнем кембрии: Моктаконское, Таначинское (нефтегазовые), Нижне-Тунгусское и Усть-Дельтуинское (газовые) [7].

В открытых месторождениях проблемы также присутствуют. Это связано с главной особенностью региона: высокой насыщенностью интрузиями базитовой магмы, что значительно осложняет не только разведку, но и разработку месторождений.

Магматизм оказал воздействие на качество и выдержанность коллекторских свойств. Траппы снижают информативность сейсморазведки, а глубокое бурение сопровождается техническими трудностями и высокой аварийностью. Кроме того, магматизм активирует вторичные изменения коллекторов, а также изменяет фазовый состав сформированных дотраповых внедрений в залежи. Рифогенные породы могут замещаться на плотные доломиты с примесью глин и сульфатов [5]. На рисунке 4 показаны открытые и предполагаемые газовые и нефтяные залежи Южно-Тунгусской НГО. На Моктаконском месторождении (открытом в 1987 г.) получен приток газа из таначинской свиты (ангинский ярус среднего кембра), из абакунской свиты получен газ с конденсатом, из моктаконской свиты (нижний кембр) получен приток нефти [7].

Структурный план по кровле таначинской свиты представлен моноклиналью (южное и юго-восточное направление), осложненной выступом в районе скважин Моктаконская 1 и 3. Разлом экранирует залежь с северо-запада. Из залежи абакунского горизонта получен газ с конденсатом (скв. Моктаконская 1). В остальных скважинах получены либо вода, либо вода с газом. Абакунский резервуар из локальных пластов-коллекторов (0,7–25 % пористости) разобщен пластами с низкой проницаемостью (1 мД). Фильтрационно-емкостные свойства коллекторов в Катаакунской площаи изменяются в широких пределах (среднее значение пористости 4–9 %), дебиты нефти и воды сильно варьируют (2–269 куб/сутки), проницаемость меньше или равна 27,10 мкм². По результатам структурных построений залежь является пластово-сводовой, возможно, литологически экранированной, так как свойства пласта меняются от доломитов до известняков и глин [7].

Как показали предварительные сейсмические работы в пределах Наканновской площади, Тунгусская синеклиза является перспективным объектом венд-кембрийского нефтегазоносного комплекса Восточной Сибири.

Итоги

Проведенные в последнее время геофизические работы в Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции неслучайны.

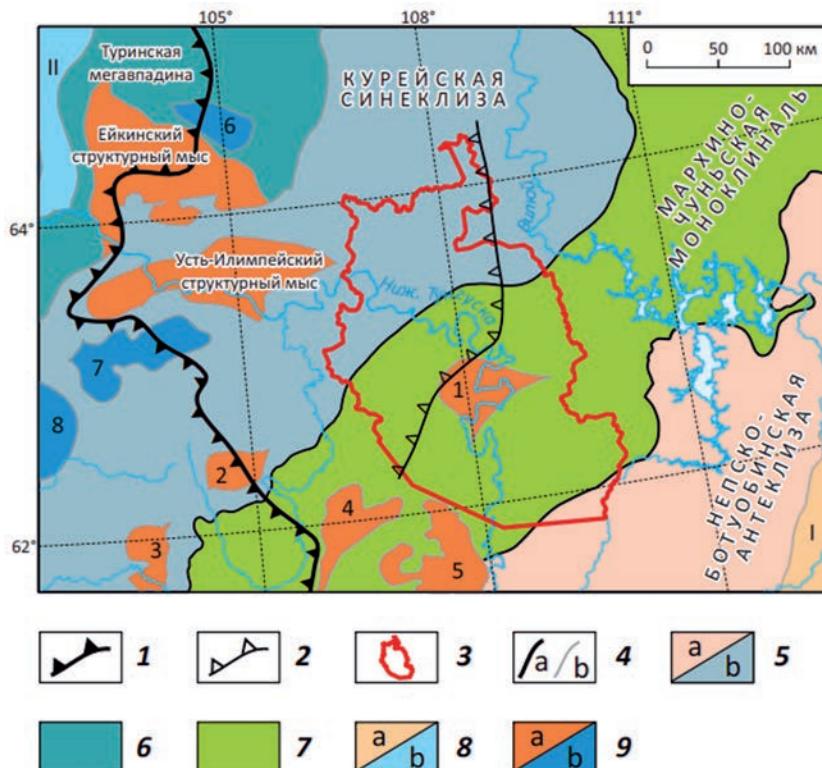


Рис. 2. Фрагмент тектонической карты венд-нижнепалеозойского структурного яруса Сибирской платформы [5]
Fig. 2. Fragment of the tectonic map of the Vend-lower Paleozoic structural layer of the Siberian platform [5]

Этот регион, включающий Непско-Ботубинскую антеклизу, имеет большой промышленный потенциал, связанный с венд-кембрийским нефтегазовым комплексом (20 крупнейших нефтяных, нефтегазовых и газоконденсатных месторождений). В Ангаро-Ленском районе открыто 11 месторождений газа. Самое крупное и уникальное – Ковыктинское газоконденсатное месторождение, открытые в венд-кембрийском продуктивном комплексе. В аналогичных месторождениях заключены основные запасы гелия Восточной Сибири (Непско-Ботубинский, Ангаро-Ленский и Катангский НГО) [6]. Главная доля геологических запасов гелия приходится на Ковыктинское, Чаяндинское и Собинское (Непско-Ботубинская антеклиза). Здесь осваивается уникальная газогелиевая сырьевая база, содержание гелия в газах на порядок выше, чем на Оренбургском газоконденсатном месторождении, где работает единственный в Европе и России гелиевый завод [6].

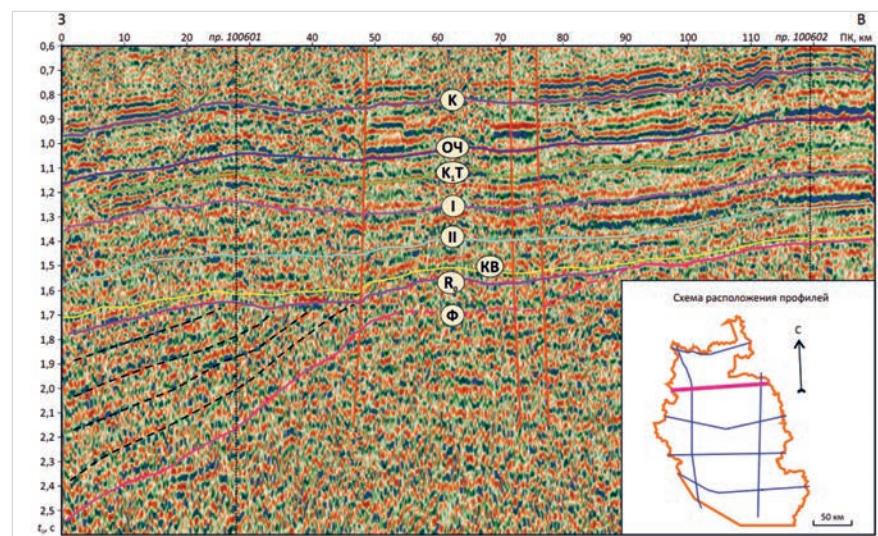
Неструктурные ловушки рифея и венда, открытые и предполагаемые в пределах Наканновской площади, являются лишь началом освоения огромных ресурсов УВ Восточной Сибири.

Выводы

Таким образом, из краткого обзора состояния изученности Тунгусской синеклизы, проведенных сейсмических работ и ранее пробуренных скважин можно сделать вывод о том, что по своим потенциальным возможностям Тунгусская НГО является одним из перспективных нефтегазовых объектов Восточной Сибири с богатыми запасами нефти и газа (в том числе гелия).

Литература

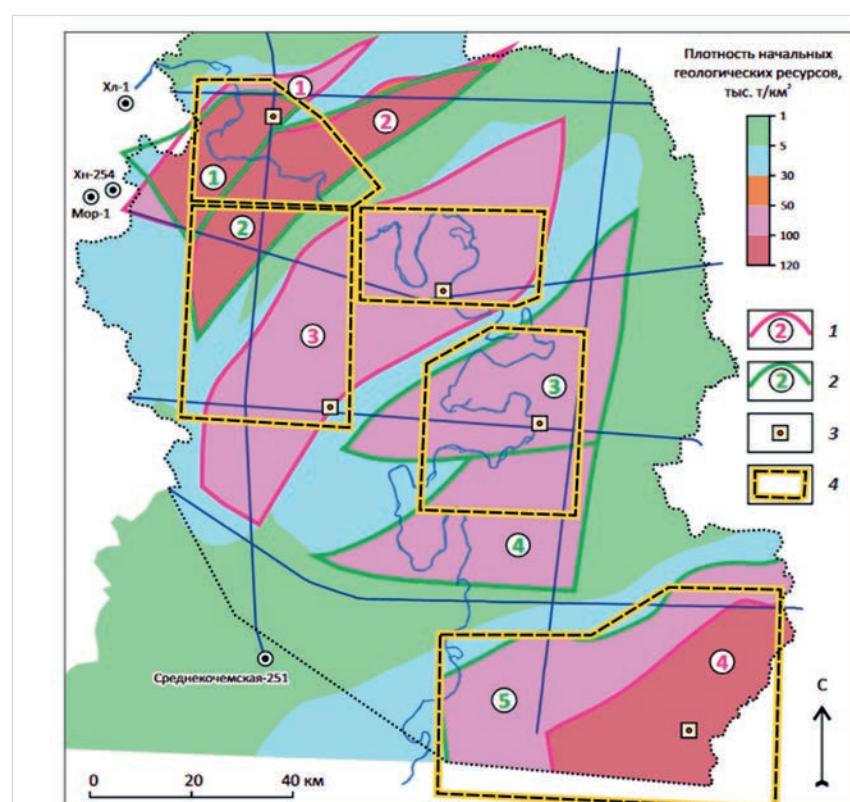
- Геология Сибирской платформы. М.: Недра, 1966. 447 с.
- Хоменко А.В. Основные черты размещения долеритов в чехле западной части Сибирской платформы // Новосибирск: Труды СНИИГГиМС, 1978. С. 148–155.
- Старосельцев В.С. Историко-тектоническое положение траппов Сибирской платформы. Новосибирск: Труды СНИИГГиМС, 1983. С. 88–97.
- Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири. Тунгусский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ, СНИИГГиМС, 1994. 91 с.
- Поспевеева Н.В., Ларичев А.И., Губин И.А., Севостьянов С.Ю. Выявление неантклинальных ловушек в отложениях рифея и венда на севере Иркутской области по результатам интерпретации региональных сейсморазведочных данных (Центрально-Тунгусская нефтегазоносная область) // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 47–56.
- Беленицкая Г.А. Соли Земли: тектонические, кинематические и магматические аспекты геологической истории. М.: ГЕОС, 2020. 605 с.
- Кузнецова Е.Н., Гордеева А.О., Константинова Л.Н., Глинских В.Н., Губин И.А. Модели строения месторождений нефти и газа Южно-Тунгусской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 91–100.



Индексы кровли отражающих горизонтов: К – чарской свиты ϵ_1 , ОЧ – олекминской свиты ϵ_1 , КТ – толбачанской свиты ϵ_1 , II – билирской свиты ϵ_1 , KB – терригенного комплекса венда, R₀ – рифея, Ф – фундамента

Symbols for tops of reflection horizons: K – Charsky Fm ϵ_1 , OЧ – Olekminsky Fm ϵ_1 , KТ – Tolbachansky Fm ϵ_1 , II – Bilirsky Fm ϵ_1 , KB – Vendian terrigenous sequence, R₀ – Riphean, Ф – basement

Рис. 3. Фрагмент временного разреза по сейсмическому профилю 100606 [5]
Fig. 3. Fragment of a time section along the seismic profile 100606 [5]



Границы перспективных участков (1, 2): 1 – выделенных в рифейских и венденских терригенных отложениях (1 – Ирбитинский, 2 – Панонгинский, 3 – Могдинский, 4 – Южно-Наканновский), 2 – выделенных в вендо-нижнекембрийских отложениях (1 – Ирбитинский, 2 – Панонгинский, 3 – Северо-Таймуринский, 4 – Чонский, 5 – Южно-Наканновский); 3 – точки заложения параметрических скважин; 4 – контуры первоочередных участков для проведения площадных сейсмических работ

Boundaries of promising areas (1, 2): 1 – identified in Riphean and Vendian series (1 – Iritkinsky, 2 – Panonginsky, 3 – Mogdinsky, 4 – South Nakannovsky), 2 – identified in Vendian-Lower Cambrian series (1 – Iritkinsky, 2 – Panonginsky, 3 – North Taimurinsky, 4 – Chonsky, 5 – South Nakannovsky); 3 – stratigraphic well locations; 4 – outlines of priority areas for areal seismic surveys

Рис. 4. Карта перспектив нефтегазоносности Наканновской площади и рекомендации по дальнейшим геолого-разведочным работам [5]
Fig. 4. Map of oil and gas potential of the Nakannovsky area and recommendations for further geological exploration [5]

Results

Recent geophysical works in the Leno-Tunguska oil and gas province is not accidental.

This region, which includes the Nepa-Botuobin Anticline, has a large industrial potential associated with the Vendian-Cambrian oil and gas complex (20 major oil, gas and gas condensate fields). Eleven gas fields have been discovered in the Angaro-Lensky district. The largest and most unique is the Kovyktinskoe gas condensate field, discovered in the Vend-Cambrian productive complex. Similar deposits contain the main helium reserves of Eastern Siberia (Nepa-Botuobin, Angaro-Lensky, and Katanga petroleum areas) [6]. A major share of geological helium reserves accounted for Kovyktinskoe, Chayandinskoe and Sobinskoe (Nepa-Botuobin Anticline). A unique gas-helium raw material

base is being developed here, the helium content in the gases is an order of magnitude higher than at the Orenburg gas condensate field, where the only helium plant in Europe and Russia operates [6].

The non-structural Riphean and Vendian traps discovered and proposed within the Nakkanskaya area are only the beginning of the development of huge resources in Eastern Siberia.

Conclusions

Thus, from a brief review of the state of knowledge of the Tunguska synclise, conducted seismic works and previously drilled wells, it can be concluded that the Tunguska petroleum area is one of the most promising oil and gas facilities in Eastern Siberia with rich oil and gas reserves (including helium).

References

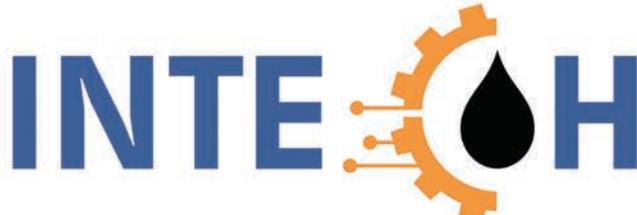
1. Geology of the Siberian Platform. Moscow: Nedra, 1966, 447 p. (In Russ.).
2. Khomenko A.V. The main features of the distribution of dolerites in the cover of the western part of the Siberian platform. Novosibirsk: Trudy SNIIGGIMS, 1978, P. 148–155. (In Russ.).
3. Staroseltsev B.C. Historical and tectonic position of the traps of the Siberian platform. Tectonics of oil and gas deposits of the Siberian platform. Novosibirsk: Trudy SNIIGGIMS, 1983, P. 88–97. (In Russ.).
4. Kontorovich A.E., Staroseltsev V.S., Surkov V.S. and other. Oil and gas basins and regions of Siberia. Tunguska basin. Novosibirsk: OIGGM, SNIIGGIMS, 1994, 91 p. (In Russ.).
5. Pospeeva N.V., Larichev A.I., Gubin I.A., Sevostyanov S.Yu. Identification of non-anticlinal traps in the sediments of the Riphean and Vendian in the north of the Irkutsk region based on the results of the interpretation of regional seismic data (Central Tunguska oil and gas region). Geology Oil and Gas. 2019, issue 3. P. 47–56. (In Russ.).
6. Belenitskaya G.A. Salts of the Earth: Tectonic, Kinematic and Magmatic Aspects of Geological History. Moscow: GEOS, 2020, 605 p. (In Russ.).
7. Kuznetsova E.N., Gordeeva A.O., Konstantinova L.N., Glinskikh V.N., Gubin I.A. Model of structure of oil and gas fields within South-Tungus oil-and-gas bearing. Oil and gas Geology, 2014, issue 1, P. 91–100. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юрова Маргарита Павловна, к.г.-м.н., вед. науч. сотр., Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Для контактов: mptyurova@mail.ru

Yurova Margarita Pavlovna, leading researcher, candidate of geological and mineralogical sciences, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: mptyurova@mail.ru



ЭКОЛОГИЯ НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА

25-26 МАРТА 2021, МОСКВА

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ

7-11 ИЮНЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА, РЕМОНТ И БУРЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

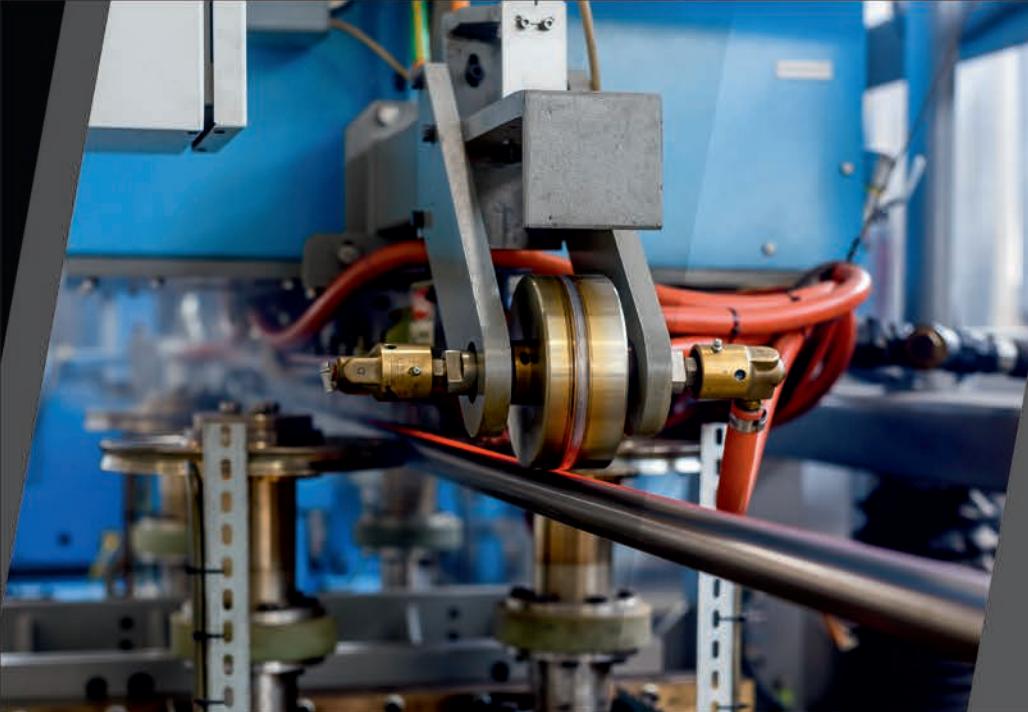
6-10 СЕНТЯБРЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

+7 3452 520-958

бронирование участия в конференциях
academy.intchnol.com

Генеральный информационный партнер

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**



ESTM

Производство гибких
насосно-компрессорных труб
в России в соответствии с
требованиями API Q1 и API 5ST



С каждым днём нам доверяют
всё больше профессионалов
в России и мире

office@estm-tula.com
estm-tula.com



Влияние разломно-блоковой тектоники на строение залежей нефти в верхнеюрских отложениях аномального разреза баженовской свиты на примере Тевлинско-Русскинского месторождения

Митина А.И.

ООО «ИПНЭ», Москва, Россия

mitina@ipne.moscow

Аннотация

В статье обосновывается природа формирования верхнеюрских аномальных разрезов баженовской свиты как результат накопления осадков при погружении отдельных блоков по конседиментационным разломам с последующим повсеместным накоплением осадков собственно баженовской свиты; выяснены причины, влияющие на положение водонефтяного контакта в залежах аномального разреза баженовской свиты; установлено, что залежи в этих пластах приурочены к ловушкам структурного типа и контролируются в большей степени тектоническими нарушениями, а не литологическими экранами.

Материалы и методы

Данные более 900 скважин Тевлинско-Русскинского месторождения, вскрывшие исследуемые отложения, изучались по следующей методике: выбор комплекса наиболее информативных кривых ГИС, их растяжение и сжатие; закраска референчных интервалов, ограниченных одной или двумя кривыми ГИС; последовательное палеопрофилирование с неоднократной сменой линии сопоставления для выяснения наличия конкретных изменений в разрезе между

двумя смежными линиями сопоставления; группировка скважин по типам разрезов с целью выявления блокового строения изучаемых отложений; совмещение схем корреляции с сейсмическими данными; построение структурных карт продуктивных пластов.

Ключевые слова

корреляция разрезов скважин, баженовская свита, аномальные разрезы, залежи нефти

Для цитирования

Митина А.И. Влияние разломно-блоковой тектоники на строение залежей нефти в верхнеюрских отложениях аномального разреза баженовской свиты на примере Тевлинско-Русскинского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С.42–47.

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10119

Поступила в редакцию: 23.09.2020

GEOLOGY

UDC 551.7.02 | Original Paper

The effect of fault-block tectonics on the structure of oil deposits in upper jurassic anomalous section of the Bazhenov formation on the example of the Tevlinsko-Russkinskoye field

Mitina A.I.

"IPNE" LLC, Moscow, Russia
mitina@ipne.moscow

Abstract

The article explains the nature of formation of the upper Jurassic anomalous sections of the Bazhenov formation as the result of the accumulation of precipitation upon immersion of the individual blocks in considerationem faults with subsequent widespread precipitation accumulation actually Bazhenov formation; reasons for influencing the position of the oil-water contact (OWC) in deposits of anomalous section of the Bazhenov formation; it is determined that deposits in these formations are confined to traps structural type and are controlled, to a greater extent, tectonic dislocation, and not local change in lithology.

Materials and methods

Information on more than 900 wells of the Tevlinsko-russkinsky field that opened up the studied deposits was studied using the following method: selection of the complex of the most informative well log data, stretching and compressing curves; fill in reference intervals bounded by one or two logging cased wells; sequential paleoprophylaxis with repeated changes in the mapping line to determine whether there are specific changes in the section between

two adjacent mapping lines; grouping of wells by section types in order to identify the block structure of the studied deposits; combining correlation schemes with seismic data; the construction of structural maps of the productive strata.

Keywords

correlation of well sections, Bazhenov formation, its anomalous sections, deposits of oil

For citation

Mitina A.I. The effect of fault-block tectonics on the structure of oil deposits in upper jurassic anomalous section of the Bazhenov formation on the example of the Tevlinsko-Russkinskoye fields. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 42–47. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10119

Received: 23.09.2020

Обоснование блокового строения аномальных разрезов баженовской свиты

На сегодняшний день практический и научный интерес представляют применяемые методики анализа материалов комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) и сейсмических исследований с целью выявления особенностей строения нефтегазоносных объектов для дальнейшего прогноза продуктивных зон и поиска углеводородов. Актуальной задачей является совершенствование научно-обоснованной методологии комплексного изучения сложнопостроенных геологических объектов с учетом данных сейсмических исследований, разведочного и эксплуатационного бурения.

Ранее в статье [5] были описаны методические приемы на основе детальной корреляции разрезов скважин, позволившие доказать, что формирование аномальных разрезов верхнеюрской баженовской свиты (АРБ) обусловлено погружением блоков по конседиментационным разломам, сменившимся повсеместным формированием собственно баженовской свиты, залегающей непосредственно над породами георгиевской свиты или над породами АРБ, с последующим погружением смежных ранее неподвижных блоков и накоплением осадков компенсационной ачимовской пачки (рис. 1). После выяснения условий формирования АРБ и установления причин, влияющих на положение водонефтяного контакта (ВНК), было гораздо легче разобраться со строением и геометризацией залежей в этих отложениях.

Современный структурный план кровли отложений баженовской свиты титонского яруса верхней юры (отражающий горизонт Б) довольно сильно дифференцирован и в целом мало отличается от нижезалегающей поверхности. Исключение составляют зоны развития аномального разреза баженовской свиты (рис. 2, фиолетовая линия), которые выделяются в северо-восточной части исследуемой площади. В результате детальной корреляции всех скважин, вскрывших юрские и ачимовские отложения, эта граница была уточнена (рис. 2, зеленая линия). По большей части границы зоны аномальных разрезов по данным детальной корреляции практически полностью совпали с данными сейсморазведки. Единственное отличие — это прерывание зоны АРБ в области скважин 7430, 6330, 8243 (рис. 1), где четко на схемах корреляции фиксируется отсутствие аномального разреза баженовской свиты. Расположение этих блоков и, главное, огромная площадь распространения АРБ, превышающая 400 км², исключает всякую возможность клиноформного внедрения ачимовской пачки под «вздёрнутую», собственно, баженовскую свиту [5].

Нами были рассмотрены основные особенности и характер нефтеносности территории по нефтесодержащим объектам баженовского литолого-стратиграфического комплекса Тевлинско-Русскинского месторождения, в том числе по объектам аномального разреза баженовской свиты.

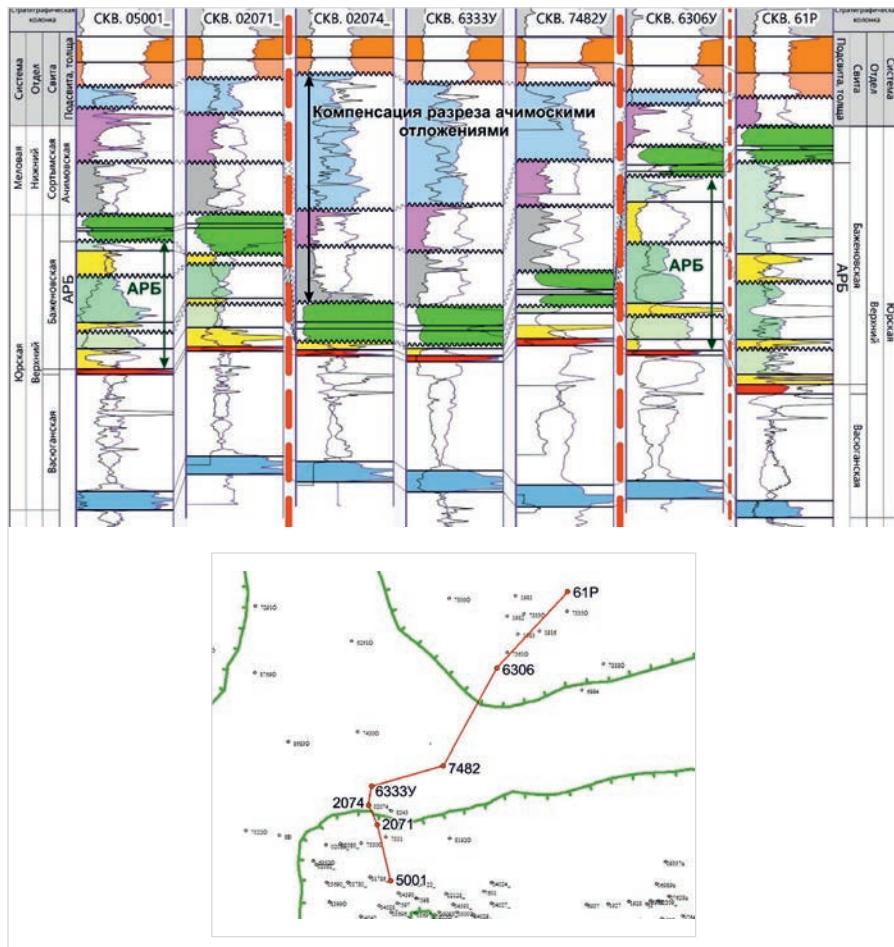


Рис. 1. Схема корреляции, доказывающая полную блоковую компенсацию разреза ачимовской пачкой и прерывание зоны распространения АРБ, установленную по сейсмическим данным

Fig. 1. Correlation scheme that proves complete block compensation of the section by the Achimov formation and interruption of the ASB propagation zone, established from seismic data

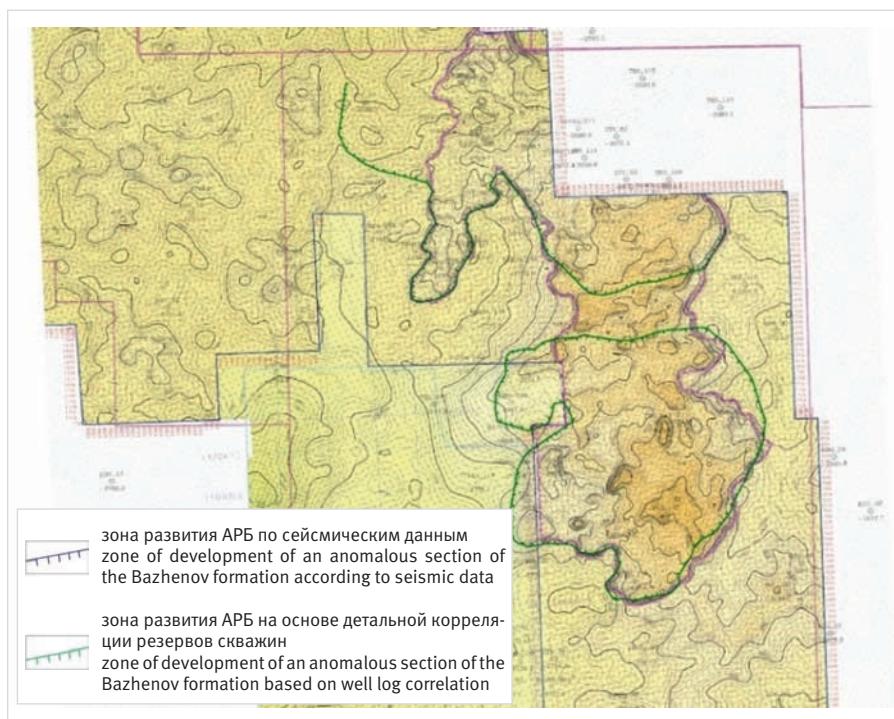


Рис. 2. Сопоставление границы зоны развития аномального разреза баженовской свиты, установленной по данным сейсмических исследований и на основе детальной корреляции скважин

Fig. 2. Comparison of the zone of an anomalous section the Bazhenov formation, established according to seismic data and on the basis of detailed correlation of wells

Результаты изучения характера изменения положения водонефтяного контакта в залежах АРБ Тевлинско-Русскинского месторождения

Для уточнения геологических моделей залежей в аномальном разрезе баженовской свиты Тевлинско-Русскинского месторождения были установлены причины, влияющие на положение ВНК.

Среди технических причин, влияющих на определение уровня ВНК, необходимо учитывать характер вскрытия продуктивных пластов в скважинах, а также качество испытания скважин.

Среди геологических причин, повлиявших на положение ВНК в залежах АРБ Тевлинско-Русскинского месторождения, можно выделить главным образом условия формирования рассматриваемых отложений: осадки накапливались в условиях различной интенсивности погружения блоков по конседиментационным разломам.

В ранее принятой геологической модели Тевлинско-Русскинского месторождения ачимовские пласти и пласти в АРБ характеризуются пликативным залеганием, а участки скважин с резкими перепадами отметок ВНК разделяются условными литологическими экранами в виде «кошьих троп» несмотря на то, что сейсмические разрезы фиксируют тектонические нарушения в верхнеюрских отложениях и ачимовских отложениях (рис. 3).

Однако прослеживание авторами этих разломов только в пределах ачимовских и верхнеюрских отложений, на наш взгляд, недостаточно корректно, поскольку даже на представленной схеме (рис. 3) видно, что разломы прослеживаются и в породах, залегающих ниже.

Среди других возможных причин, влияющих на положение ВНК, можно выделить:

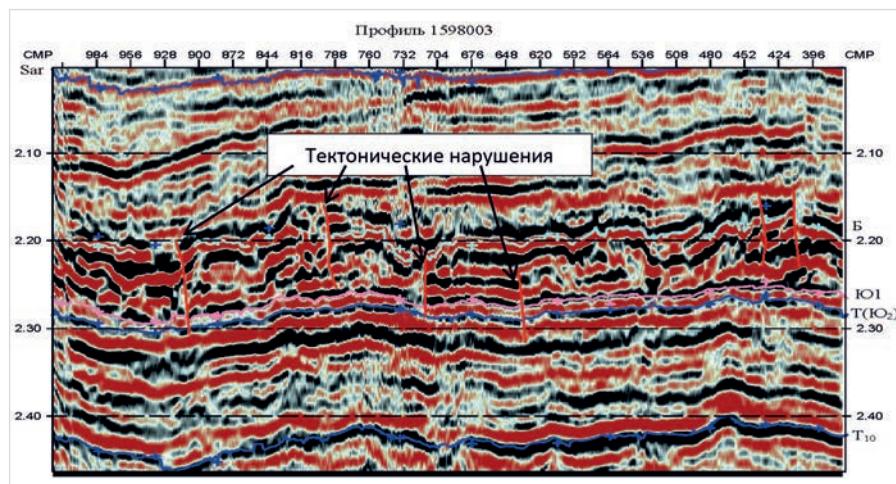


Рис. 3. Пример временного сейсмического разреза верхнеюрских — нижнемеловых отложений Тевлинско-Русскинского месторождения, фиксирующий разрывные нарушения

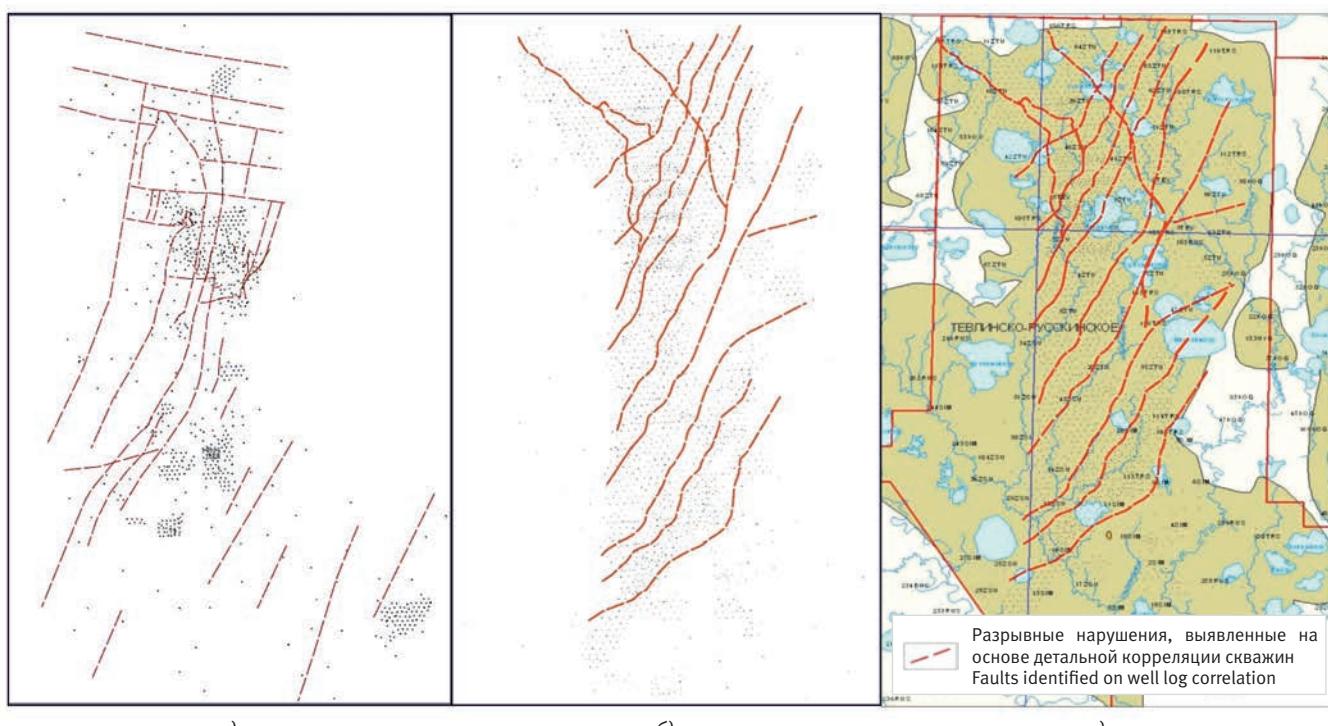
Fig. 3. Example of a temporary seismic section of the upper Jurassic-lower Cretaceous deposits of the Tevlinsky-Russkinsky field, which records discontinuous faults

правильность и качество корреляции разрезов скважин, точность инклинометрии, качество каротажных диаграмм, на основе которых проводилась интерпретация данных ГИС и сейсмических исследований.

Сложность в обосновании ВНК часто возникает в случаях, когда в соседних скважинах нефть и пластовая вода оказываются в одном интервале по абсолютным отметкам. В этих случаях авторами геологических моделей экраны между флюидами в основном проводятся условно в виде зон глинизации (литологических разделов или «кошьих троп»), либо авторы принимают наклонный ВНК. Диапазон изменения отметок ВНК может составлять

до 50 м, что никак не может быть объяснено градиентом напора подземных вод или изменением фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. Плавное изменение межфлюидных контактов в условиях гидродинамически связанных коллекторов, естественно, вызывает сомнения и требует тщательного изучения.

Как было сказано ранее, выяснение условий формирования продуктивных пластов имеет огромное значение для создания достоверной геологической модели этих отложений. В пределах Тевлинско-Русскинского месторождения на основе детальной корреляции разрезов скважин



а) в пределах ачимовских и юрских отложений; б) в пределах отложений продуктивного горизонта BS_{10}^{2+3} ; в) с современной системой рек

a) within the Achimov and Jurassic deposits; b) within the sediments of the reservoir horizon BS_{10}^{2+3} ; c) with a modern river system

Рис. 4. Сопоставление разломов

Fig. 4. Comparison of established faults

было установлено блоковое строение ачимовских и юрских отложений по конседиментационным разломам. Линии разрывных нарушений прослежены по площади месторождения (рис. 4 а). Установленные на основе детальной корреляции конседиментационные тектонические нарушения в основном имеют субмеридиональную направленность, в северо-восточной части месторождения наблюдается сеть разломов субширотного направления (рис. 4 а).

При сопоставлении сети нарушений, выявленных при детальном изучении верхненорских, юрских и нижнемеловых ачимовских отложений, с сетью нарушений, установленных ранее в работе [3] на этой же территории в пределах вышелегающего продуктивного пласта $BС_{10}^{2+3}$ верхней части сортымской свиты, наблюдается схожесть в их направленности и густоте (рис. 4 б). Это свидетельствует о том, что вертикальные тектонические процессы начали проявляться еще в раннебаженовское время и продолжили свое развитие в вышележащие отложения. Более того, направленность рек совпадет с направленностью установленной сети конседиментационных разломов (рис. 4 в).

В связи с ранее принятым представлением о внедрении в аномальные разрезы баженовской толщи пород ачимовской пачки на многих месторождениях, где присутствуют продуктивные пласти, в АРБ к их названиям добавлены буквы «Ач». В наших предыдущих работах мы не раз доказывали, что на самом деле никакого внедрения в баженовскую свиту не наблюдается, в разрезе есть четкий репер — собственно баженовская свита, — разделяющий ачимовские и юрские пласти (рис. 5), а формирование АРБ обусловлено клавишным погружением блоков по конседиментационным разломам [1–5]. Поэтому мы предлагаем называть пласт ЮСО-Ач (нижняя пачка) — ЮС1-0/1, а ЮС0-Ач (верхняя пачка) — пласт ЮС1-0/2.

Пласт ЮСО-1/1

Согласно представлениям геологов, изучавших продуктивность пластов аномального разреза баженовской свиты до нас, залежь в пласте ЮСО-1/1 была представлена как литологически ограниченная.

На основе детальной корреляции скважин, с учетом сейсмических исследований, благодаря выяснению механизма формирования продуктивных отложений было установлено, что залежи в пластах АРБ приурочены к ловушкам структурного типа и контролируются в большей степени тектоническими нарушениями, а не литологическими экранами в виде «козьих троп». С учетом нового взгляда на формирование АРБ границы залежей в этих отложениях были скорректированы. Геологическая модель пласта ЮСО-1/1 была уточнена, и залежь оказалась тектонически экранированная (рис. 6), полностью подстилаемая водой.

Пласт ЮС0-1/2

аналогичная картина представлена и по залежи пласта ЮСО-1/2. Ранее по этому пласту была представлена залежь литологически ограниченного типа. Причем границы зоны отсутствия пласта-коллектора были проведены условно и не подтверждалась скважинными данными.

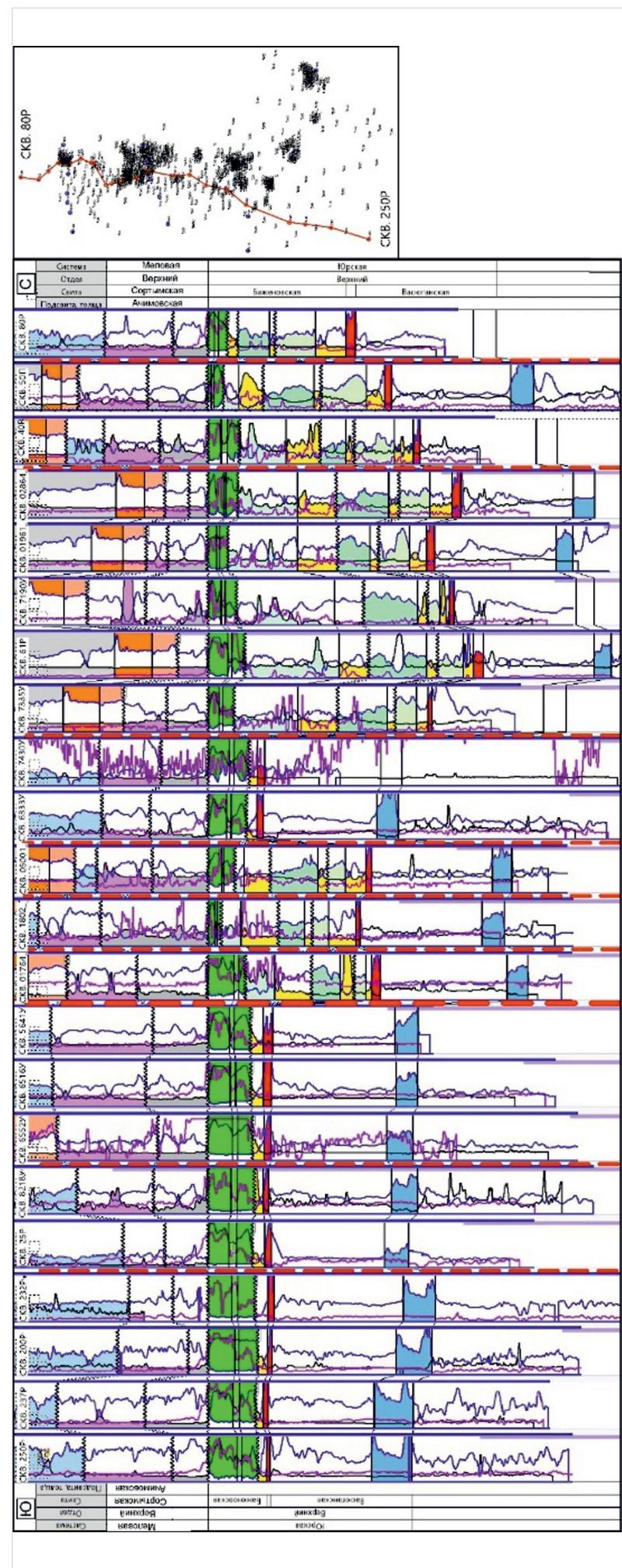


Рис. 5. Схема корреляции скважин Тевлинско-Русских месторождения в направлении с юга на север. Линия выравнивания — кровля собственно баженовской свиты, четко разделяющей верхнеюгорские и ачимовские отложения
Fig. 5. Correlation scheme of wells Tevlinsko-Russkikh field in the direction from South to North. The leveling line is the top of the Bazhenov formation, which clearly separates the upper Jurassic and Achimov deposits

Согласно уточненной модели, залежь пласта ЮСО-1/2 на востоке ограничена зоной отсутствия коллектора, а с других сторон контролируется тектоническими нарушениями. По результатам выполненной работы залежь пласта ЮСО-1/2 — пластовая литологически ограниченная и тектонически экранированная (рис. 7).

Итоги

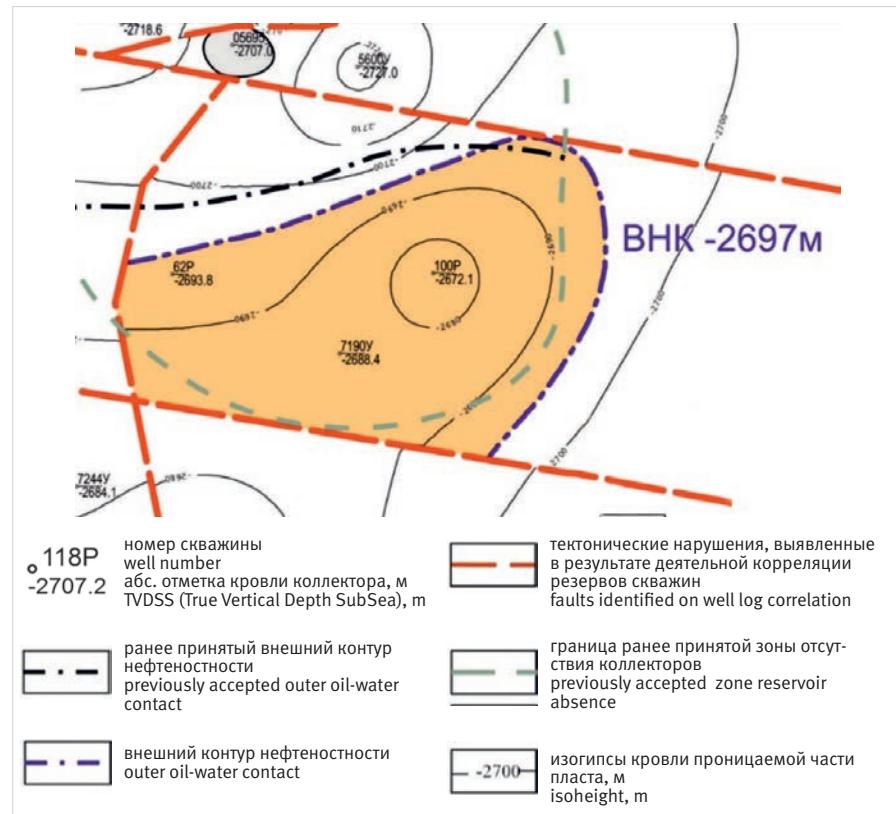
В результате детальной корреляции 900 скважин Тевлинско-Русскинского месторождения, вскрывших юрские и ачимовские отложения, воспроизведен процесс формирования осадков аномального разреза баженовской свиты и уточнена граница распространения этой зоны. Выяснены причины, влияющие на положение водонефтяного контакта в залежах аномального разреза баженовской свиты, и уточнены границы залежей в этих отложениях с учетом влияния разломно-блоковой тектоники.

Выводы

Формирование верхнеюрских отложений баженовской свиты и нижнемеловых отложений ачимовской толщи сопровождалось дифференцированным погружением блоков по конседиментационным разломам, которые в данном случае являются экранирующими и препятствующими дальнейшей миграции флюидов между блоками. Установлено, что залежи в пластиах верхнеюрского комплекса приурочены к ловушкам структурного типа и контролируются в большей степени тектоническими нарушениями, а не литологическими экранами.

Литература

- Гутман И. С. Методические рекомендации к корреляции разрезов скважин. М.: Недра, 2013. 112 с.
- Гутман И.С. Корреляция разрезов скважин сложнопостроенных нефтегазоносных объектов на основе инновационных технологий. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 116 с.
- Гутман И.С., Султаншина Т.Р., Саакян М.И., Арефьев С.В., Гарифуллин И.И. Особенности условий залегания пластов и их коллекторов продуктивного горизонта БС102–3 Тевлинско-Русскинского месторождения // Недропользование XXI век. 2016. № 4. С. 50–71.
- Гутман И.С., Качкина Е.А., Саакян М.И., Скачек К.Г. Аномальные разрезы баженовской свиты и ачимовские клиноформы как результат, соответственно, разломной и пликативной тектоники // Недропользование XXI век. 2016. № 2. С. 48–59.
- Гутман И.С., Арефьев С.В., Митина А.И. Методические приемы детальной корреляции разрезов скважин при изучении геологического строения верхнеюрских и нижнемеловых комплексов пород на примере Тевлинско-Русскинского нефтяного месторождения Сургутского свода. Часть 1 // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 18–21.
- Карогодин Ю.Н., Глебов В.В., Ершов С.В., Казаненков В.А. Особенности строения ачимовской толщи неокома Нижневартовского свода в связи с доразведкой месторождений нефти и газа // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири. 1996. Ч. 1. С. 102–107.



Results

As a result of a detailed correlation of 900 wells of the Tevlinsko-russkinsky field that opened up the Jurassic and Achimov deposits, the process of precipitation formation in the anomalous section of the Bazhenov formation was reproduced and the boundary of this zone distribution was clarified.

Reasons affecting oil-water contact deposits of abnormal breakdown of the Bazhenov formation and clarified the boundaries of the deposits in these deposits subject to the effect of fault-block tectonics.

Conclusions

The formation of upper Jurassic deposits of the Bazhenov formation and lower Cretaceous deposits of the Achimov strata was accompanied by differentiated sinking of blocks along consedimentation faults, which in this case are shielding and prevent further fluid migration between blocks. It is established that deposits in the upper Jurassic complex are confined to structural traps and are controlled, to a greater extent, tectonic dislocation, and not local change in lithology.

References

1. Gutman I.S. Methodological recommendations for the correlation of well sections. Moscow: Nedra, 2013, 117 p. (In Russ.).
2. Gutman I.S. Correlation of well sections of complex oil and gas objects based on innovative technologies. Moscow: Gubkin Russian State University of oil and gas, 2011, 116 p. (In Russ.).
3. Gutman I.S., Sultanshina T.R., Saakyan M.I., Arefev S.V., Garifullin I.I. Features of the conditions of occurrence of layers and their collectors productive horizon BS102-3 Tevlinsko-Russkinskoye field. Nedropolzovanie XXI vek, 2016, issue 4, P. 50–71. (In Russ.).
4. Gutman I.S., Kachkina E.A., Saakyan M.I., Skachek K.G. Anomalous sections of the Bazhenov formation and Achimov clinoforms as a result of fault and plicative tectonics. Nedropolzovanie XXI vek, 2016, issue 2, P. 48–59. (In Russ.).
5. Gutman I.S., Arefev S.V., Mitina A.I. Methods of detailed correlation of well sections in the study of the geological structure of Upper Jurassic and Lower Cretaceous rock complexes on the example of the Tevlinsko-Russkinskoye oil field of the Surgut arch. Part 1. Substantiating the formation features of the Upper Jurassic Bazhenov formation proper and its anomalous sections. Oil industry, 2020, issue 8, P. 18–21. (In Russ.).
6. Karogodin Y.N., Glebov V.V., Yershov S.V., Kazanenkov V.A. Features of the structure of the Achimov strata of the Nizhnevartovsk arch in connection with additional exploration of oil and gas fields. Geology and problems of searching for new large oil and gas fields in Siberia (Results of work on Interved. regional scientific program "Search" for 1994). 1996, Part 1, P. 102–107. (In Russ.).

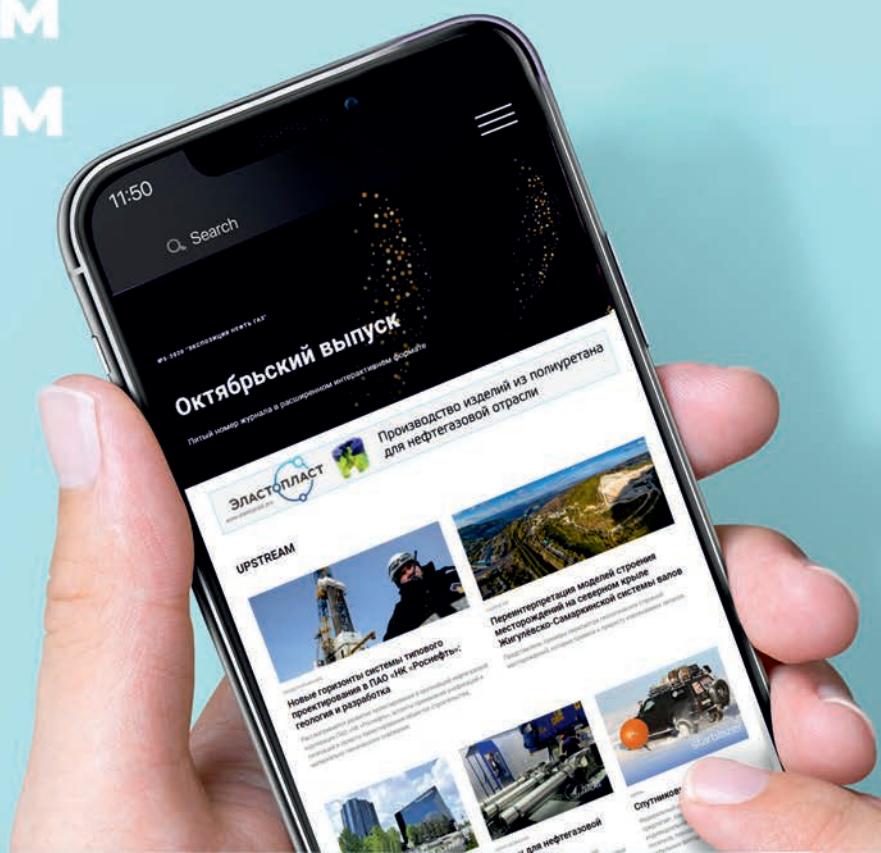
ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Митина Анна Игоревна, ведущий инженер геологического отдела
ООО «ИПНЭ», Москва, Россия
Для контактов: mitina@ipne.moscow

Mitina Anna Igorevna, leading engineer of the geological Department of “IPNE” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: mitina@ipne.moscow

ВЫПУСКИ ЖУРНАЛА В РАСШИРЕНОМ ИНТЕРАКТИВНОМ ФОРМАТЕ

digital.runeft.ru



Литолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР на примере Горского месторождения СВН

Мударисова Р.А.¹, Успенский Б.В.^{1,2}, Волков Ю.В.^{1,2}, Хасанова Н.М.¹, Баранова А.Г.²

¹Казанский (Приволжский) федеральный университет, ²Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия
rayshania@mail.ru

Аннотация

В работе рассмотрено неоднородное строение карбонатных пород-коллекторов среднеказанского возраста Горского месторождения сверхвязкой нефти (СВН), тектонически приуроченного к Восточному борту Мелекесской впадины, по парамагнитным меткам (ПМ). Применение метода электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) для изучения карбонатных пород широко распространено, так как позволяет получить информацию об особенностях формирования, неоднородности строения карбонатных пород, детализировать их строение для решения многих задач, в том числе расчленения и геологической корреляции верхнепалеозойских отложений.

Материалы и методы

Данные с результатами исследования кернового материала битуминозных карбонатов нижнеказанского яруса Горского месторождения РТ методом электронного парамагнитного резонанса (ЭПР).

Ключевые слова

сверхвязкие нефти, СВН, тяжелые нефти, казанские отложения, нефтяной коллектор, битумы, электронный парамагнитный резонанс, ЭПР

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (гранты №№ 18-45-160003; 19-35-90060).

Для цитирования

Мударисова Р.А., Успенский Б.В., Волков Ю.В., Хасанова Н.М. Баранова А.Г. Литолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР на примере Горского месторождения СВН // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 48–51. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10115

Поступила в редакцию: 30.09.2020

GEOLOGY

UDC 550.4.08 | Original Paper

Lithological and facies features of the lower kazanian sediments according to EPR data on the example of the Gorsky SVO deposit

Mudarisova R.A.¹, Uspensky B.V.^{1,2}, Volkov Yu.V.^{1,2}, Khasanova N.M.¹, Baranova A.G.²

¹Kazan (Volga region) Federal University, ²Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPREM TAS, Kazan, Russia
rayshania@mail.ru

Abstract

In this paper, we consider the heterogeneous structure of carbonate rocks-reservoirs of the middle kazanian age of the Gorsky SVO deposit, tectonically confined to the eastern side of the Melekess Depression, according to paramagnetic marks (PM). The use of the electron paramagnetic resonance (EPR) method for studying carbonate rocks is widespread, as it allows obtaining information about the formation features, heterogeneity of the structure of carbonate rocks, and detailing their structure to solve many problems, including the dismemberment and geological correlation of upper Paleozoic sediments.

Materials and methods

Results of core material bitumen carbonates study of the lower-kazanian stage of the Gorsky Deposit in Tatarstan by electron paramagnetic resonance (EPR).

Keywords

ultra-viscous oils, SVO, heavy oils, kazanian sediments, oil reservoir, bitumen, electronic paramagnetic resonance, EPR

For citation

Mudarisova R.A., Uspensky B.V., Volkov Yu.V., Khasanova N.M., Baranova A.G. Lithological and facies features of the lower kazanian sediments according to EPR data on the example of the Gorsky SVO deposit. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 48–51. (In Russ.).

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10115

Received: 30.09.2020

Объект исследования

Объект изучения — продуктивные карбонаты Горского месторождения сверхвязкой нефти (СВН), занимающего в административном положении граничную часть южной территории Республики Татарстан и Самарской области. Основными продуктивными отложениями месторождения являются оолитовые и реликто-органогенные пористые доломиты камышлинского слоя казанского яруса, толщиной до 20 м. Камышлинские отложения имеют сложное фациальное строение и поделены [1] на два слоя:

- 1) доломит оолитовый, реликто-органогенный, кавернозный, реже загипсованный, с открытой пористостью 4,6–27 %, битумонасыщенностью по массе 0,4–10,9 %;
- 2) доломит оолитовый, кавернозный, загипсованный, реликто-органогенный, глинистый с открытой пористостью 7,5–31 %, битумонасыщенностью по массе 1,1–11 %.

По данным микроописания керна среди коллекторов нижнеказанского подъяруса встречаются следующие разности:

- 1) оолитовый доломит без четко выраженного центра и лучей (псевдооолитовый);

- 2) доломит оолитовый, с четко выраженным центром и сферическими оболочками;
- 3) доломит мелкокомковатый, реликто-органогенный, местами оолитовый;
- 4) доломит тонкозернистый, местами глинистый, реже комковато-пористый. Битумонасыщение пород первого и второго типа сплошное, более или менее интенсивное. Характерной особенностью пород является развитие крупнокристаллического вторичного гипса по микротрецинам и крупным порам.

Метод исследования

Для исследования методом электронно-парамагнитного резонанса (ЭПР) выбраны 33 до/после экстракции образца кернового материала из 7 скважин с отбором 0,5–1,5 м с продуктивных отложений.

Методика выполнения работ методом ЭПР: образцы кернового материала измельчались в агатовой ступке, далее измельченные пробы, массой от 20 до 100 мг, помещались в установку EPRSpectrometerCMS 8400 при частоте 9,3 ГГц с амплитудой развертки $H = 500$ Гс. В качестве стандарта выбран

сигнал ЭПР Cr^{+3} в корунде. Образцы вначале нагревались до температур 350, 600 °C, затем охлаждались до комнатной температуры 23 °C. Спектры ЭПР регистрировались с помощью программы EPRSCAN. Использовался алгоритм выявления парамагнитных центров (ПЦ), разработанный при изучении пермских отложений в работах [2, 3, 4].

Явление ЭПР, впервые открытое в 1940-х годах Завойским Е.К., основано на резонансном поглощении сверхвысокочастотной энергии переменного поля парамагнитным веществом, находящимся в сильном постоянном магнитном поле.

По интенсивности ионов марганца Mn^{2+} определяют относительную оценку карбонатности пород, состав карбонатов (кальцит, доломит). ПЦ также отражают состав сульфатной, терригенной (кварцевой) составляющих, окисленность. Фиксируются диагностические признаки, используемые при реконструкции обстановок осадконакопления. К их числу относятся ПЦ: ионы Mn^{2+} , Fe^{3+} , Fe^{2+} ; ион-радикалы SO_3^- , SO_2^- , PO_2^- ; радиационные Е'-центры в кварце; углеродные радикалы C_{600} , C_{350} .

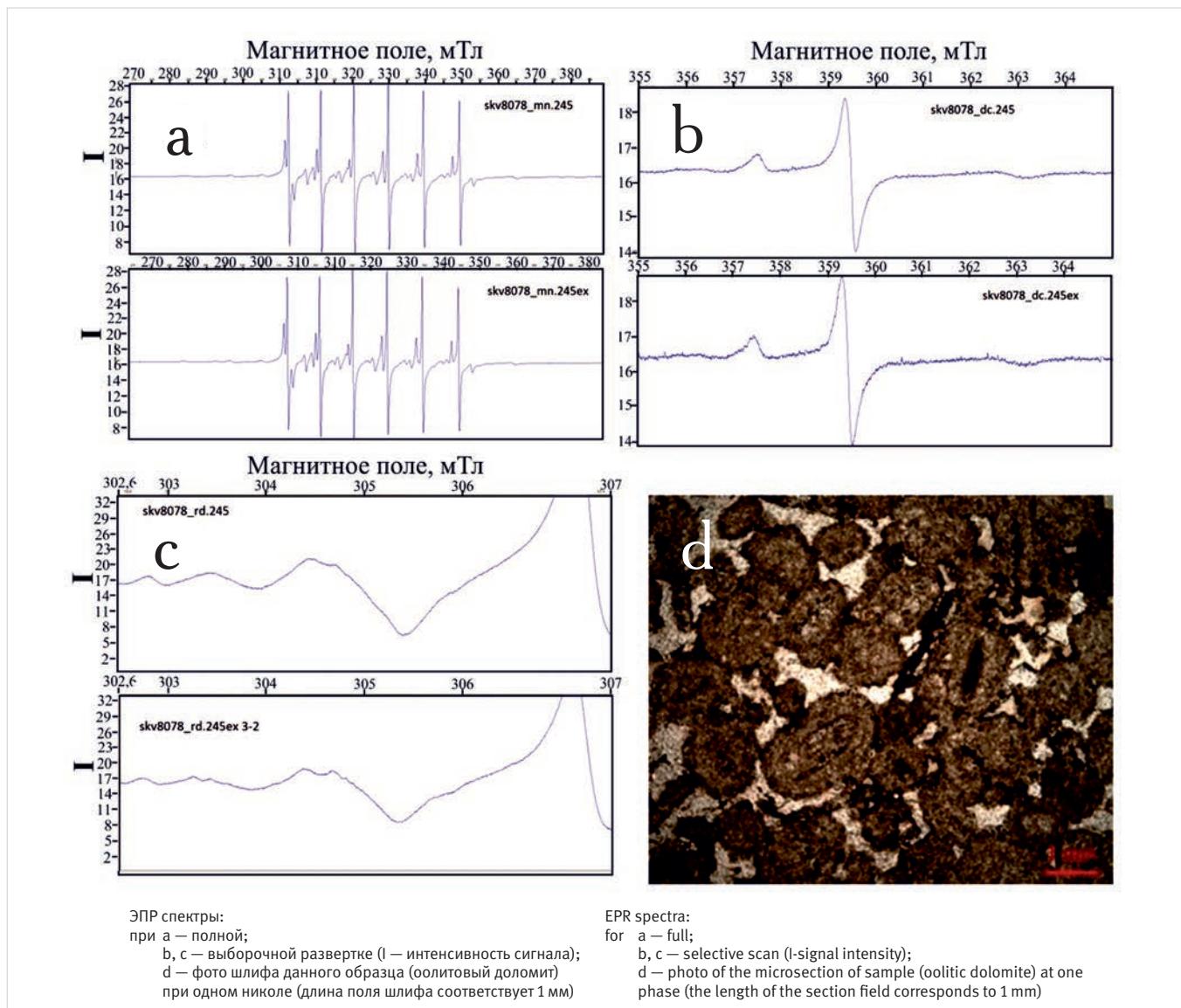


Рис. 1. Спектры ЭПР и микрофотография шлифа образца № 245 (глуб. отбора 300 м) (исходного и проэкстрагированного скважины № 8078)

Fig. 1. EPR spectra and microphoto of the section of sample No. 245 (depth 300 m) (source and extracted) well No. 8078

Химическая формула известняка CaCO_3 , доломита $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, гипса $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Ионы марганца Mn^{2+} , кальция Ca^{2+} и магния Mg^{2+} имеют одинаковую валентность. Поэтому ионы марганца Mn^{2+} занимают в известняке позиции кальция Ca^{2+} , а в доломите две позиции: кальция Ca^{2+} и магния Mg^{2+} . По соотношению сигналов, которые занимают ионы Mn^{2+} относительно Ca^{2+} и Mg^{2+} , можно определить палеографические условия, в том числе соляные и карбонатные растворы [3, 4].

Результаты и обсуждение

У исследуемых образцов наблюдается спектр ЭПР марганца Mn^{2+} , состоящий из шести ярких интенсивных линий с пиками ядерного спина ($I = 5/2$), и осложненный менее интенсивными линиями остальных электронных и ядерных спиновых переходов. Шестая линия оценивает спектр марганца Mn^{2+} . Спектр выглядит просто, имеется дефицит кальция Ca^{2+} , поэтому марганец Mn^{2+} занимает свободную позицию кальция Ca^{2+} .

Величина α является мерой заселенности позиции Ca^{2+} и Mg^{2+} и имеет эмпирическую формулу:

$$\alpha = 15 * I(\text{Mg}^{2+}) / I(\text{Ca}^{2+}),$$

где I — интенсивность Mn^{2+} в позиции $\text{Mg}^{2+}/\text{Ca}^{2+}$.

Рассуждение о соотношении магния Mg^{2+} и кальция Ca^{2+} важно для доломита. ЭПР фиксирует эту разницу. Если значение $\alpha \leq 2$, то обстановка была температурно невысокая и образование доломитов шло вместе с гипсами и ангидритами. По спектрам

ЭПР установлена доминирующая доломитовая минерализация (рис. 1).

Наблюдается дифференциация разреза камышлинского слоя. В верхней части разреза камышлинского слоя количество марганца колеблется в одних пределах, сильных изменений нет. Исходный и после экстракции образцы практически одинаковые, но они на уровне допустимых, и все они находятся в соседстве с гипсами. Отсутствие сульфат-радикалов говорит об умеренной солености бассейна седиментации и о морских условиях. Ширина линий в спектрах ЭПР и общее содержание марганца Mn^{2+} показывают терригенный снос в бассейн седиментации. Высокое содержание марганца Mn^{2+} и широкие линии (свыше 6–7 Гц) в образцах кернового материала оолитовых доломитов, возможно, указывают на влияние терригенного сноса на процессы осадконакопления. Наличие неорганических радикалов SO_2^- и SO_3^- в карбонатных минералах является показателем раннего диагенеза карбонатных илов при участии сингенетического органического вещества либо пресыщения иловых растворов сульфатными ионами. Вторичная кальцитизация, наиболее часто затрагивающая реликтово-органогенные и оолитовые разности доломитов, практически полностью уничтожает параметры SO_2^- и SO_3^- в карбонатах, а также углеродные радикалы сингенетического органического вещества C_{600} , что также заметно практически при полном отсутствии данных радикалов в образцах. Е'-центры относятся к кварцевой составляющей, нередко в составе

пирокластики. Е'-центры наблюдаются только в образцах скважин, расположенных в северной и южной частях Горского поднятия. ПЦ Р указывают на присутствие растительных углефицированных остатков, что наблюдается во всех исследуемых образцах.

В нижней части разреза идет переход от доломита к смеси доломита и кальцита. Появляется дополнительная линия, которая принадлежит марганцу, который находится в кальците (рис. 2). Произошли вторичные изменения — перекристаллизация. В области радикала присутствует линия PO_2^- , это означает, что была активная микробиологическая деятельность. Фосфор был в органических соединениях. Очень интенсивный сигнал серный, неорганических радикалов SO_2^- , SO_3^- говорит о том, что кальцит сингенетичный, взаимодействующий с органикой, и об активных восстановительных условиях осадконакопления. Часть доломита вторична.

Итоги

В ходе исследований установлено:

- 1) по спектрам Mn^{2+} доминирует доломитовая минерализация в образцах камышлинских отложений;
- 2) отсутствие сульфат-радикалов говорит об умеренной солености морского бассейна седиментации камышлинских отложений;
- 3) в большинстве образцов отмечается присутствие растительных углефицированных остатков, вероятно, имеющих аутигенное происхождение.

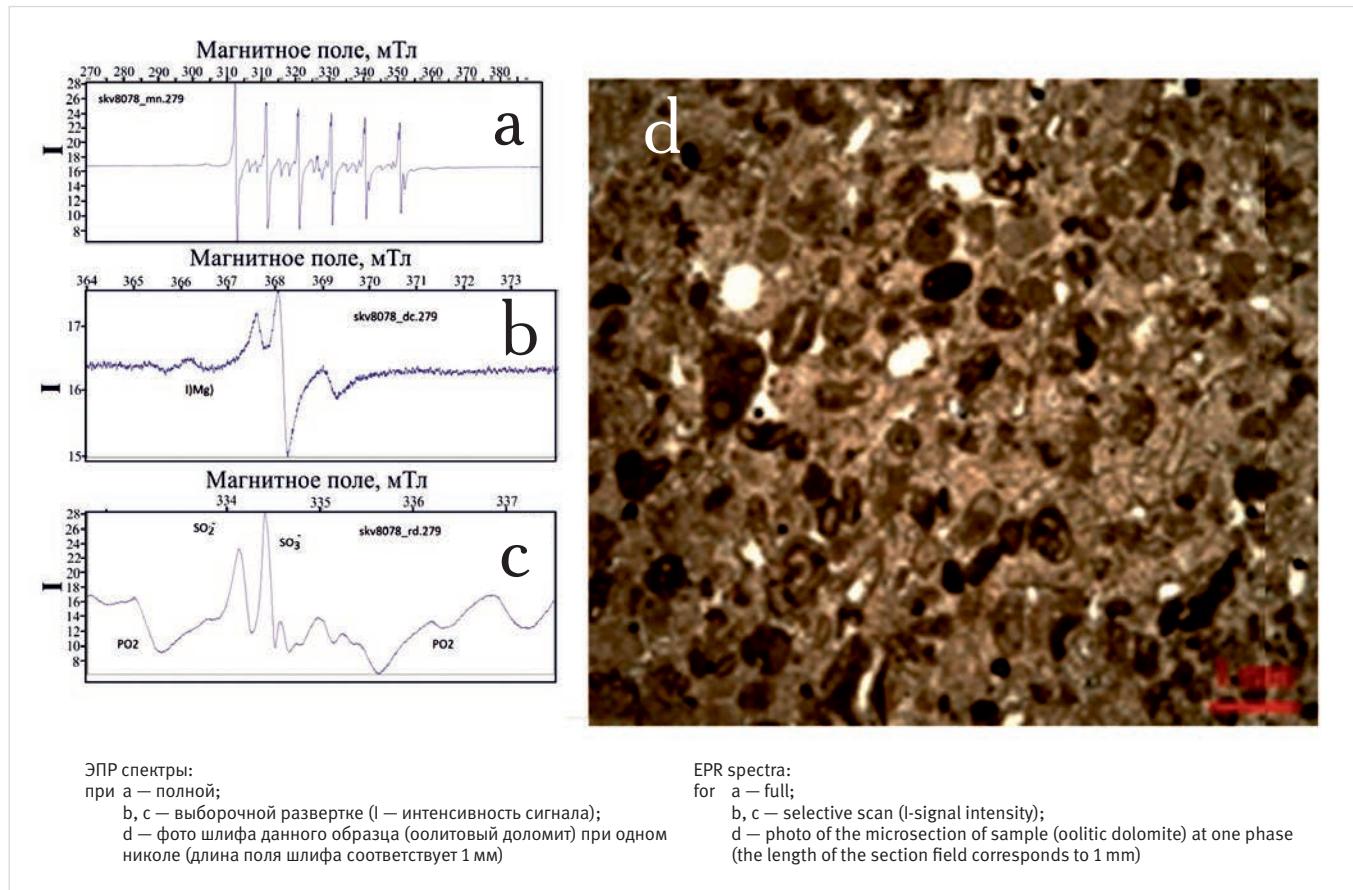


Рис. 2. Спектры ЭПР и микрофотография шлифа образца № 279 (глуб. отбора 315 м) скважины № 8078
Fig. 2. EPR spectra and microphoto of the section of sample № 279 (depth 315 m) well № 8078

Выводы

Изменения содержания марганца Mn^{2+} , наличие или отсутствие неорганических радикалов SO_2^- и SO_3^- и других радикалов позволяет уточнить неоднородность строения карбонатных пород-коллекторов, обусловленную влиянием не только минералогических фаз, но и типов пустотного пространства.

Ранее в работе [5] показано, что оолитовые доломиты первично представляли собой фацию мелководных лагунных известковых образований, доломитизация которых могла быть связана как с влиянием морских вод повышенной солености, так и разбавлением в лагуне морских вод метеорными. Первая из

моделей является предпочтительной, так как склоновая фация представлена брекчиевидными доломитами, но не известняками.

Литература

1. Винокудова Г.В., Эллерн С.С. О строении нижней части казанского яруса востока Мелекесской впадины и особенности распределения битумов. Казань: Казанский университет, 1985. С. 8–24.
2. Нургалиева Н.Г., Аникина Е.А., Хасанова Н.М. Строение турнейских нефтеносных известняков южного склона Южно-Татарского свода по данным петрофизических и геохимических исследований // Нефтяное хозяйство. 2017. № 2. С. 46–49.
3. Нургалиева Н.Г., Хасанова Н.М., Габдрахманов Р.Р. Условия формирования отложений уржумского яруса по данным ЭПР // Ученые записки Казанского университета. Естественные науки. 2010. Т. 152. Кн. 1. С. 226–234.
4. Фахрутдинов Э.И., Нургалиева Н.Г., Хасанова Н.М., Силантьев В.В. Литолого-фациальные особенности нижнеказанских отложений по данным ЭПР опорного разреза // Ученые записки Казанского университета. Естественные науки. 2015. Т. 157. Кн. 3. С. 87–101.
5. Успенский Б.В., Валеева И.Ф. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. Казань: Гарт, 2008. 348 с.

ENGLISH

Results

During the research, it was established:

- 1) dolomite mineralization in samples of kamyshlinsky sediments dominates the Mn^{2+} spectra;
- 2) the absence of sulfate-radicals indicates about normal salinity in marine sedimentation basin of the kamyshlinsky sediments;
- 3) most samples show the presence of charred plant residues likely of autogenic origin.

Conclusions

Changes in the content of Mn^{2+} manganese, the presence or absence of inorganic radicals SO_2^- and SO_3^- , and other radicals allow us to clarify the heterogeneity of the structure of carbonate reservoir rocks, due to the influence of not only mineralogical phases, but also types of void space. Earlier work [5] shows that the oolithic Dolomites initially was a shallow lagoon facies of calcareous formations, dolomitization could be related to effect of sea water salinity and dilution in the lagoon waters of meteoric. The first model is preferred, since the slope facies is represented by brecciated dolomites, but not limestones.

References

1. Vinokhudova G.V., Ellern S.S. On the structure of the lower part of the Kazan tier of the east of the Melekess depression and features of the distribution of bitumen. Kazan: Kazan State University, 1985, P. 8–24.
2. Nurgalieva N.G., Anikina E.A., Hasanova N.M. The tournesian reservoir limestones on core petrophysical and geochemical data (Southern slope of South-Tatarian arc). Oil industry, 2017, issue 2, P. 46–49.
3. Nurgalieva N.G., Khasanova N.M., Gabdrakhmanov R.R. Conditions of Urzumian sediments formation according to EPR data. Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki, 2010, Vol. 152, Book 1, P. 226–234.
4. Fakhrutdinov E.I., Nurgalieva N.G., Silantyev V.V., Khasanova N.M, Lithologic and facies features of the lower Kazanian sediments according to the EPR data of the reference section. Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki, 2015, Vol. 157, Book 3, P. 87–101.
5. Uspenskiy B.V., Valeeva I.F. Geology of natural bitumen deposits in the Tatarstan Republic. Kazan: Garth, 2008, 348 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мударисова Раушания Айдаровна, старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ, Казань, Россия
Для контактов: rayshania@mail.ru

Успенский Борис Вадимович, заведующий кафедрой геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ; заведующий лабораторией геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Волков Юрий Васильевич, доцент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ; старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Хасанова Наиля Мидхатовна, лаборант-исследователь НИЛ стратиграфии нефтегазоносных резервуаров Институт геологии и нефтегазовых технологий, КФУ, Казань, Россия

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Mudarisova Raushania Aydarovna, senior lecturer of the department oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technologies, KFU, Kazan, Russia
Corresponding author: rayshania@mail.ru

Uspensky Boris Vadimovich, head of the department oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technologies, KFU; Head of the laboratory geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Volkov Yuri Vasilievich, associate professor of the department oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technologies, KFU; Senior Researcher, Laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Khasanova Naila Midkhatovalna, laboratory researcher at the research laboratory stratigraphy of oil and gas reservoirs, Institute of Geology and Petroleum Technologies, KFU, Kazan, Russia

Baranova Anna Gennadievna, senior researcher, Laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Некоторые аспекты формирования залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории Республики Татарстан

Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р., Баранова А.Г.

Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

radmir361@mail.ru

Аннотация

В работе рассмотрены особенности литологического и тектонического строения территории северо-восточной части Южно-Татарского свода (ЮТС). Выявлены благоприятные факторы для формирования скоплений углеводородов на исследуемой территории: наличие антиклинальных структур первого порядка, наличие трещиноватых и кавернозных пород в отложениях нижнесакмарского яруса, наличие пород-флюидоупоров в вышележащих отложениях, обеспечивающих сохранность потенциальных залежей нефти. Помимо этого, выявлены дополнительные предпосылки для формирования залежей углеводородов (УВ): наличие разломов, обеспечивающих возможность для вертикальной миграции УВ с последующим заполнением потенциальных ловушек, а также вторичные изменения, формирующие пустотное пространство пород-коллекторов.

Материалы и методы

Теоретические: карты тектонического строения территории и карта современных неотектонических движений земной коры.

Полевые: данные макроописания кернового материала (как первичного по данным геологических журналов, так и переописания коллективом авторов).

Лабораторные: данные растровой электронной микроскопии (РЭМ) образцов керна.

Объект исследования: керновый материал, отобранный из отложений

сакмарского яруса в ходе поисково-разведочного бурения на территории северо-восточного склона ЮТС. (По согласованию с недропользователем данные о разведочной площади, количество пробуренных скважин и их номерах не разглашаются.)

Ключевые слова

сверхвязкие нефти, СВН, карбонатный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, ФЕС, нефтяной пласт, Южно-Татарский свод, растровая электронная микроскопия, РЭМ

Для цитирования

Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р., Баранова А.Г. Некоторые аспекты формирования залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 52–55.
DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10114

Поступила в редакцию: 28.07.2020

GEOLOGY

UDC 550.812 | Original Paper

Certain aspects of forming extra-viscous oil deposits in sakmarian sediments in the Tatarstan Republic

Khaziev R.R., Andreeva E.E., Anisimova L.Z., Fakhrutdinov I.R., Baranova A.G.

Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPREM TAS, Kazan, Russia
radmir361@mail.ru

Abstract

The work considers the peculiarities of the lithological and tectonic structure of the territory of the northeastern part of the South Tatar arch (STA). Favorable factors for formation of hydrocarbon accumulations in the area under study were revealed: presence of anticlinal structures of the first order, presence of fractured and cavernous rocks in sediments of the Lower sakmar stage, presence of rocks-fluid stops in overlying sediments ensuring preservation of potential oil deposits. In addition, additional prerequisites for the formation of hydrocarbon deposits (HC) were identified: the presence of faults that provide the possibility for vertical migration of HC with the subsequent filling of potential traps; as well as secondary changes forming the hollow space of rock collectors. The obtained conclusions make it possible to give a favorable forecast during geological exploration for hydrocarbons in Sakmar sediments on the studied territory.

Materials and methods

Theoretical data: maps of the tectonic structure studying territory and the map of modern neotectonic movements of the earth's crust.

"Field" methods: description of core material (both primary according to geological journals, and re-description by a team of authors). Laboratory methods: raster electron microscopy (REM) data of core samples.

Object of study: in present work object of research was a core material taken from sakmarian age sediments during exploratory drilling on

the territory of the North-Eastern slope of the South-Tatar ark (STA).

(In agreement with the subsoil user, data about exploration area, the number of drilled wells, and their sequence numbers are not disclosed.)

Keywords

extra-viscous oils, EVO, carbonate collector, filtration-capacitive properties, FCP, oil reservoir, South Tatar arch, STA, raster electronic microscopy, REM

For citation

Khaziev R.R., Andreeva E.E., Anisimova L.Z., Fakhrutdinov I.R., Baranova A.G. Certain aspects of forming extra-viscous oil deposits in sakmarian sediments in the Tatarstan Republic. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 52–55. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10114

Received: 28.07.2020

Введение

На территории Республики Татарстан (РТ) уже более 15 лет ведется экспериментальная добыча углеводородного сырья из отложений уфимского яруса на Ашальчинском месторождении сверхвязкой нефти (СВН) [1, 5]; и с каждым годом наблюдается устойчивая тенденция роста годовой добычи (в настоящее время около 4 млн т в год в целом по РТ).

Помимо экспериментальной добычи проводится бурение разведочных скважин на перспективных территориях юго-восточного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) с высоким углеводородным потенциалом с целью приращения запасов СВН.

Однако перспективы дальнейших геолого-разведочных работ распространяются не только на территории южной и юго-восточной части ЮТС с открытыми залежами СВН, но и на территорию северо-восточного склона ЮТС, где по данным поискового и разведочного бурения выявлены нефтепроявления в сакмарских отложениях [6].

Как известно, благоприятными факторами для формирования залежей нефти (в том числе и залежей СВН) являются: 1) наличие положительных структур как потенциальных ловушек для скоплений углеводородов (сводов, валов, локальных поднятий); 2) наличие пород-коллекторов в качестве резервуаров для углеводородов; 3) наличие пород-покрышек, сохраняющих залежь от разрушения.

шек, сокращающих залежь от разрушения.

Дополнительно к вышеупомянутым факторам относится: наличие разломов и трещин в осадочной толще, способствующих вертикальной миграции углеводородов из нижележащих продуктивных отложений в вышележащие с последующим заполнением ловушек; а также эпигенетические процессы, формирующие вторичное пустотное пространство потенциального природного резервуара.

Результаты и обсуждения

Как было сказано выше, одним из основных благоприятных факторов при формировании залежей нефти является наличие положительных структур в осадочной толще. При

рассмотрении тектонической карты территории северо-востока ЮТС видно, что на всей территории имеются линейно-вытянутые в субмеридиональном направлении положительные структуры (рис. 1), протяженность которых составляет несколько десятков километров. Ширина этих структур составляет от 3 до 6–7 км.

Как видно из рисунка 1, на территории имеется серия поднятий 1 порядка как потенциальных ловушек при формировании скоплений УВ.

В конце 90-х – начале 2000-х годов на территории северо-восточного склона ЮТС проводилось бурение разведочных скважин с полным отбором керна из отложений нижне-пермского отдела, в частности из отложений сакмарского яруса. Этот материал послужил для оценки коллекторских и экранирующих свойств сакмарских отложений.

При макроописании и рассмотрении образцов керна авторами установлено, что нижнесакмарские отложения (тастубский горизонт) представлены карбонатным коллектором с довольно крупными кавернами размером от 1 до 3 мм (рис. 2), что позволяет оценить отложения как потенциальный коллектор для скопления залежей СВН. Как отмечается в работе [2, 3], в порах с данной размерностью идет фильтрация УВ свободно, под действием силы гравитации.

Однако немаловажным фактором при формировании нефтяных залежей является наличие пород-покрышек, «запечатывающих» залежь и препятствующих миграции углеводородов в выше- и нижележащие горизонты. При рассмотрении образцов керна вышележащих отложений — стерлитамакского горизонта — установлено, что отложения представлены загипсованными доломитами и известняками (рис. 3). По данным литологическим особенностям авторы позволяют оценить верхнесакмарские отложения как потенциальную покрышку при формировании залежей углеводородов.

Как видно из вышесказанного, необходимые условия для формирования залежей УВ в сакмарских отложениях на изучаемой

территории выполняются. В дополнение следует отметить, что немаловажным фактором для формирования залежей СВН является наличие тектонических разломов для вертикальной миграции УВ из нижележащих продуктивных отложений в вышележащие.

При изучении карты современных неотектонических движений (рис. 4) видно, что на территории северо-востока ЮТС наблюдается серия тектонических нарушений ориентированной в субширотном направлении, которые, в свою очередь, могут обеспечить вертикальную миграцию УВ с последующим заполнением ловушек в отложениях нижнесакмарского подъяруса. При детальном изучении карты видно, что на изучаемой территории имеются очаги землетрясений с силой более 5 баллов; соответственно не исключено формирование новых разломов в осадочной толще.

В качестве второстепенного фактора при формировании скоплений УВ в карбонатной породе-коллекторе немаловажную роль играют процессы наложенного эпигенеза (выщелачивание и вторичная доломитизация) [4]. При рассмотрении образцов керна из тастубских отложений методом РЭМ выявлены микропоры размером от 0,1 до 0,5 мм (рис. 5). Согласно литературным данным [2] в порах с такой размерностью возможно частичное движение флюидов с применением дополнительных сил (применение системы повышения пластового давления) для компенсации капиллярного давления; однако в случае большей интенсивности этих вторичных процессов возможно формирование пустот большего размера, где фильтрация флюидов может происходить под действием гравитационных сил. Не исключено, что при бурении разведочных и поисково-разведочных скважин на данной территории при условии отбора и детального изучения кернового материала будут выявлены поры большей размерности как по результатам макроописания, так и микроописания кернового материала.

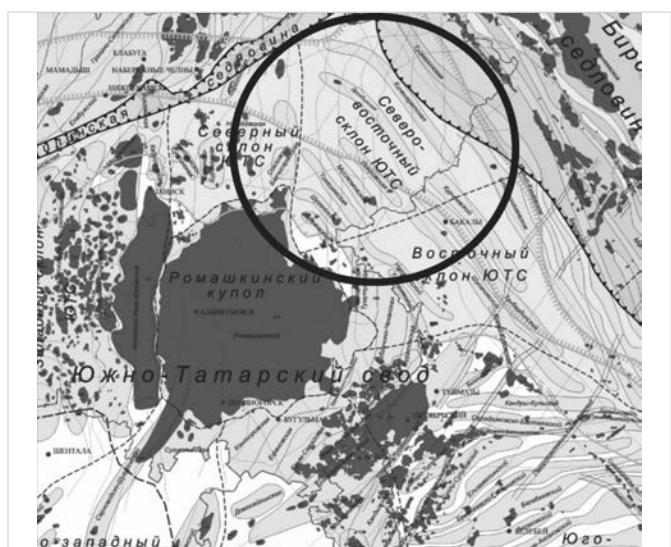


Рис. 1. Фрагмент тектонической карты юго-восточного региона Республики Татарстан (северо-восточный склон отмечен кругом) [2]. М 1:2 000 000

Fig. 1. Fragment of the tectonic map of South-Eastern region Tatarstan Republic (the North-Eastern slope is marked with a black circle), [2]
Scale 1:2,000,000

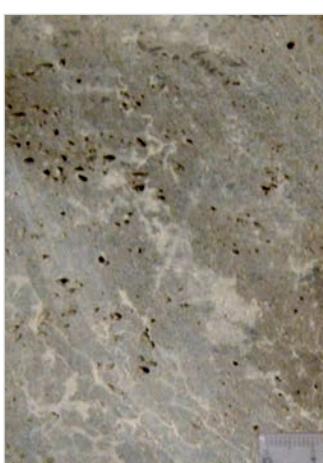


Рис. 2. Фотография образца керна из нижнесакмарских отложений (на фотографии кавернозный известняк местного биокарбоната)

Fig. 2. Photo of a core sample from the lower sakmarian age sediments (in the photo shown a tastubian age cavernous limestone)



Рис. 3. Фотография образца керна из верхнесакмарских (стерлитамакских) отложений (на фотографии загипсованный залежим)

Fig. 3. Photo of a core sample from the upper sakmarian (sterlitamak) age sediments (in the photo shown a gypsum dolomite)

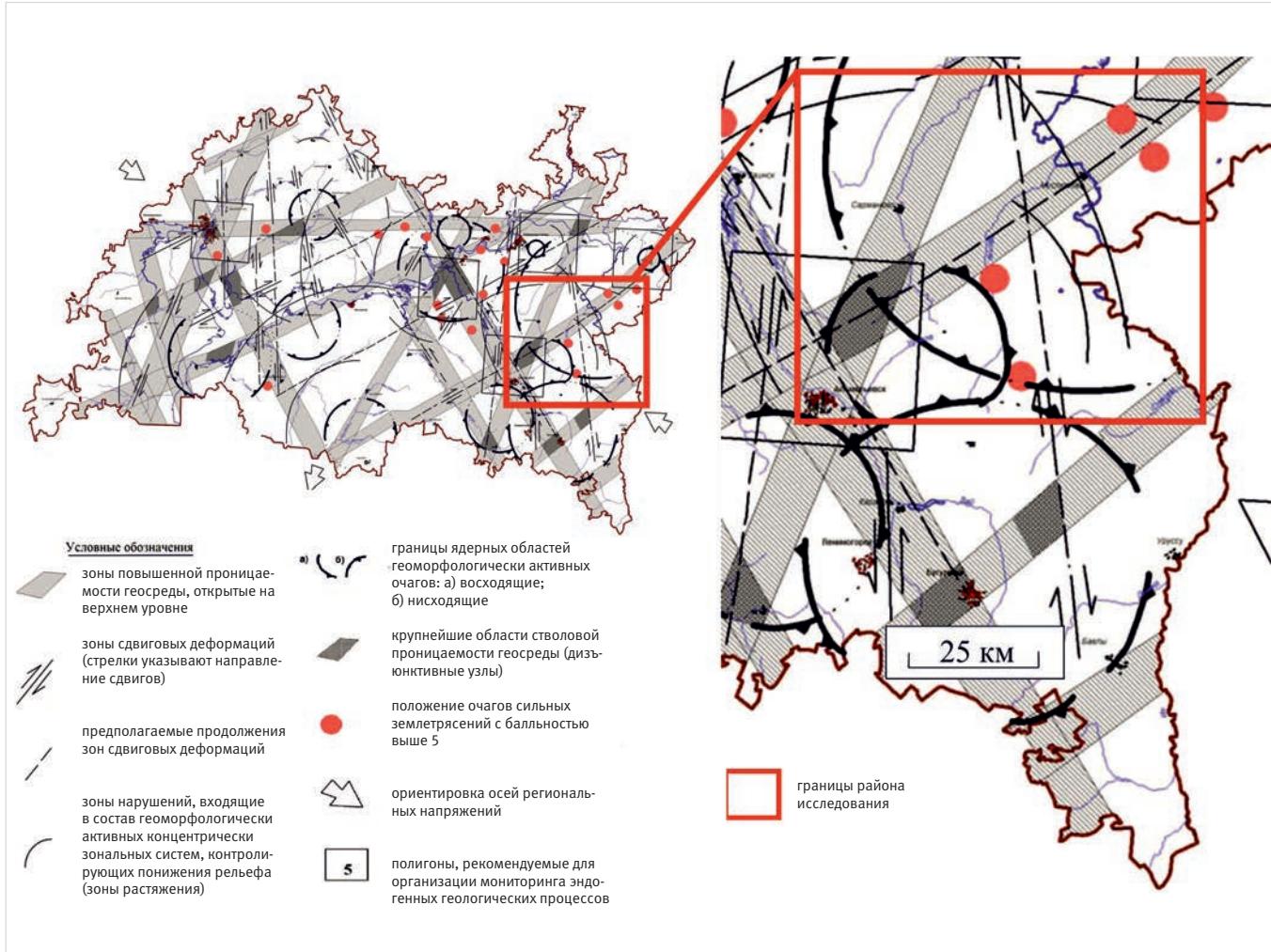


Рис. 4. Карта современных геодинамических движений на территории РТ (по данным ГУП НПО «Геоцентр» на 2008 г.)
Fig. 4. Map of modern geodynamic movements on the territory Tatarstan Republic (map built according to the state unitary enterprise NGO “Geocenter” for 2008)

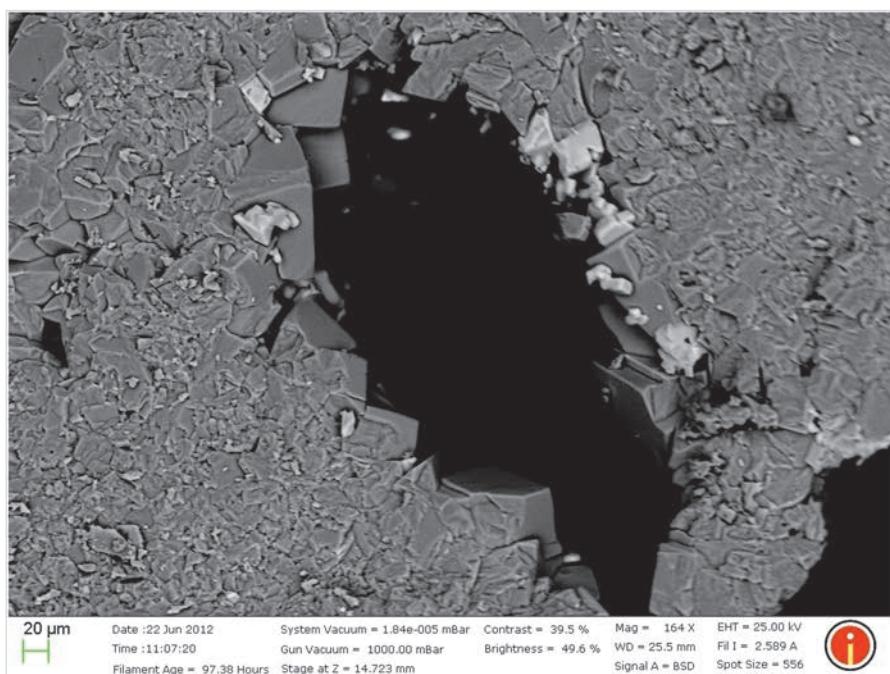


Рис. 5. Фотография образца керна, выполненная методом растровой электронной микроскопии (на фотографии изображен известняк с выраженным процессами выщелачивания и вторичной доломитизации)
Fig. 5. A photo of a core sample made by scanning electronic microscopy (in the photo shown limestone with pronounced leaching and epigenetic dolomitization processes)

Итоги

В исследуемом районе имеется ряд благоприятных условий для формирования залежей природных битумов:

- наличие линейно-вытянутых положительных структур как потенциальных резервуаров УВ в сакмарских отложениях;
- наличие пористых пород-коллекторов татубского горизонта;
- наличие пород-флюидоупоров стерлитамакского горизонта;
- наличие неотектонических движений, способных создать условия для вертикальной миграции УВ в вышележащие горизонты;
- наличие процессов наложенного эпигенеза (выщелачивания) как благоприятный фактор для формирования пустотного пространства породы коллектора.

Выводы

Следует учесть, что на территории северо-восточного склона ЮТС находятся открытые нефтяные месторождения, где ведется промышленная добыча из продуктивных пластов, приуроченных к отложениям каменноугольной системы. Однако не следует исключать, что на фоне нарастающей годовой добычи нефти по РТ в целом в дальнейшем может возникнуть необходимость вовлечения в разработку запасов УВ в вышележащих отложениях сакмарского

яруса, в случае подтверждения их промышленной нефтеносности поисково-разведочным бурением. Устойчивая тенденция роста годовой добычи нефти в РТ вызывает необходимость вовлечения в разработку уже открытых месторождений с запасами СВН, а также поиска и открытия новых месторождений на перспективных территориях для приращения запасов. Территорию северо-восточного склона по рассмотренным литологическим и тектоническим особенностям, а также по лабораторным данным исследования, можно рассмотреть как потенциально перспективную.

ENGLISH

Results

In the study area, there are a number of favorable conditions for the formation of natural bitumen deposits:

- the presence of linear-elongated anticlinal structures as potential reservoirs of hydrocarbons in the sakmarian deposits;
- the presence of porous reservoir in tastubian age sediments;
- presence of fluid-resistant rocks of the sterlitamak strata;
- the presence of neotectonic movements that can create conditions for vertical migration of hydrocarbons to the overlying sediments;
- the existence of processes of the imposed epigenesis (leaching) as a favorable factor for the formation of the void space of the reservoir rock.

Conclusions

It should be noted that on the territory of the northeastern slope of STA there are open oil fields where industrial production is carried out from productive formations confined to deposits of the coal system. However, it should not be excluded that against the background of the increasing annual oil production for RT as a whole, in the future there may be a need to involve in the development of HC reserves in the overlying sediments of the Sakmarian stage, if their industrial oil content is confirmed by prospecting and exploration drilling.

The steady trend of growth of annual oil production in the Republic of Tatarstan causes the need to involve already discovered fields with SVN reserves in the development, as well as the search and discovery of new fields in promising areas to increase reserves.

The territory of the northeast slope according to the lithological and tectonic features considered; and from laboratory data, the study can also be considered as potentially promising.

References

1. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. Ultra-viscous oil reservoirs in Ufa Complex of Bolshe-Kamensky deposit and its properties. Proceedings of Kazan University. Natural Sciences Series. Vol. 152, book 1, 2010, P. 216–225. (In Russ.).
2. Gimatdinov S.K., Shirkovsky A.I. Physics of the oil and gas reservoir. Moscow: Alyans, 2005, 312 p. (In Russ.).
3. Larochkina I.A. Geological foundations of prospecting and exploration for oil and gas fields in the Republic of Tatarstan, Kazan: Gart, 2008, 210 p. (In Russ.).
4. Sahibgareev R.S. Secondary alterations of reservoirs in the process of formation and destruction of oil deposits, Leningrad: Nedra, 1989, 260 p. (In Russ.).
5. Khaziev R.R., Andreyeva E.E., Baranova A.G., Anisimova L.Z., Vafin R.F., Salakhova M.F. Evaluation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil field in the Republic of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, P. 28–32. (In Russ.).
6. Khaziev R.R., Fakhrutdinov E.I., Nurgaliева N.G. Lithochemical Zoning and Cyclic Structure of Permian Sediments in the North-Eastern Slope of the South Tatar Arch. Georesursy. 2015, Vol. 1, issue 3, P. 27–32. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, Laboratory geological and environmental modelling, Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPEM TAS, Kazan, Russia

Corresponding author: radmir361@mail.ru

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Andreeva Evgenia Evgenevna, senior Researcher, Laboratory geological and environmental modelling, Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPEM TAS, Kazan, Russia

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Anisimova Lilia Zakuvanova, researcher, Laboratory geological and environmental modelling, Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPEM TAS, Kazan, Russia

Фахрутдинов Ильмир Рафаилевич, младший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Fakhrutdinov Ilmir Rafailevich, associate researcher, Laboratory geological and environmental modelling, Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPEM TAS, Kazan, Russia

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Baranova Anna Gennadievna, senior researcher, Laboratory geological and environmental modelling, Institute for Problems Ecology and Mineral Wealth Use of Tatarstan Academy of Sciences, IPEM TAS, Kazan, Russia

Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз»

Михайлов А.В.¹, Пчела К.В.¹, Кожин В.Н.¹, Горнов Д.А.¹, Манасян А.Э.², Амиров А.А.², Козлов С.А.², Павлов В.А.³, Угрюмов О.В.³

¹ООО «СамараНИПИнефть», ²АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия, ³ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
mikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

В настоящее время для осложненных нефтяных залежей, в частности залежей с высоковязкой нефтью, известные традиционные способы разработки малоэффективны. Поэтому поиск новых технологий разработки и эксплуатации таких месторождений с целью значительного повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи имеет принципиальное значение.

Одним из таких методов тепловой обработки призабойной зоны пласта является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенерирующих составов (АГС), например, амиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2). Состав на основе данных соединений применяется в технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ).

Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности применения технологии термогазохимического воздействия для месторождений с высоковязкой нефтью Самарской области.

Материалы и методы

Воспроизведение в гидродинамической модели истории работы скважины, закачки в призабойную зону пласта термохимического состава, с последующим проведением термохимической реакции, прогноз технологической эффективности от термохимического воздействия.

Ключевые слова

высоковязкая нефть, призабойная зона пласта, обработка призабойной зоны, термохимический состав, термогазохимическое воздействие, гидродинамическое моделирование

Для цитирования

Михайлов А.В., Пчела К.В., Кожин В.Н., Горнов Д.А., Манасян А.Э., Амиров А.А., Козлов С.А., Павлов В.А., Угрюмов О.В. Перспективы разработки технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта скважин для интенсификации добычи высоковязкой нефти на месторождениях АО «Самаранефтегаз» // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 56–61. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10116

Поступила в редакцию: 07.12.2020

Prospects in developing thermochemical procedure to treat bottom hole formation zone in wells for enhanced high-viscous oil recovery at the fields of “Samaraneftegas” JSC

Mikhailov A.V.¹, Pchela K.V.¹, Kozhin V.N.¹, Gornov D.A.¹, Manasyan A.E.², Amirov A.A.², Kozlov S.A.², Pavlov V.A.³, Uglyumov O.V.³

¹“SamaraNIPIneft” LLC, ²“Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia, ³OC “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia
mikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Abstract

Currently for challenging oil deposits, in particular for the deposits with high-viscous oil the well-known traditional methods of development are ineffective. Therefore, the search for new technologies to develop and operate such fields for the purpose to increase oil recovery significantly and to stimulate its production is of fundamental importance.

One of these methods with BH zone thermal treatment is the use of heat generated by thermo-chemical reactions based upon the application of nitrogen-generating compounds (NGC) such as ammonium nitrate (NH_4NO_3) and sodium nitrite (NaNO_2). The composition based upon these compounds is applied in the procedure of thermal gas chemical effect (TGCE).

Hydrodynamic modeling was used to perform the preliminary efficiency assessment of this thermal gas chemical procedure for high-viscous oil fields in Samara Region.

Materials and methods

Reproduction of well operation history matching process in hydrodynamic model including the injection of thermo-chemical composition into formation bottom-hole zone, followed by thermo-chemical reaction, forecast on process efficiency of thermo-chemical effect.

Keywords

high-viscous oil, BH formation zone, BH zone treatment, thermal chemical composition, thermal gas chemical effect, hydrodynamic modeling

For citation

Mikhailov A.V., Pchela K.V., Kozhin V.N., Gornov D.A., Manasyan A.E., Amirov A.A., Kozlov S.A., Pavlov V.A., Ugryumov O.V. Prospects in Developing Thermochemical Procedure to Treat BH Formation Zone in Wells for Enhanced High-Viscous Oil Recovery at the Fields of "Samaraneftegas" JSC. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 56–61. (In Russ).

DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10116

Received: 07.12.2020

Наиболее крупные нефтяные месторождения Самарской области, к которым относятся Радаевское, Мухановское, Кулешовское и другие, в промышленной разработке находятся более 75 лет. На сегодняшний день в условиях высокой выработанности запасов легкоизвлекаемой нефти и для поддержания высоких уровней добычи нефти в регионе рациональным является ввод в эксплуатацию месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН).

Согласно общепринятой классификации [1] к высоковязкой относится нефть с динамической вязкостью более 30 мПа·с. Считается, что при добыче нефти с такой вязкостью начинаются осложнения и увеличение себестоимости ее добычи.

В работе [2], посвященной изучению реологических свойств высоковязкой нефти Самарской области, авторами было показано, что проявление тиксотропных свойств такой нефти зависит от температуры. При повышении температуры (40 °C и выше) происходит разрушение сложной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа в нефти, что приводит к резкому снижению ее вязкости.

Одним из методов теплового воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенерирующих составов (АГС). АГС представляют собой химические вещества, содержащие в своем составе азотные соединения и разлагающиеся при определенных условиях с образованием азотсодержащих газов и большого количества тепловой энергии.

Сущность метода состоит в том, что в ПЗП закачиваются определенного объема водные растворы АГС с последующей инициацией экзотермической реакции между его компонентами. В результате реакции в ПЗП создается высокая температура, что способствует снижению вязкости нефти, очистке ПЗП от колматирующих органических отложений.

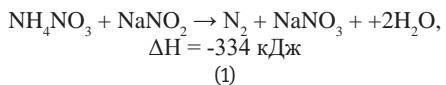
На сегодняшний день наиболее изученной для применения в нефтяной промышленности является АГС на основе аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2). При взаимодействии данных

Таб. 1. Основные геолого-физические параметры скважины № 15 Кармалкинского месторождения АО «Самаранефтегаз»

Tab. 1. Main geological and physical parameters of well № 15 at Karmalkinskoye field of "Samaraneftegas" JSC

Показатель	№ 15
Тип коллектора	Терригенный
Пористость, %	20,3
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2	643
Эффективная толщина пласта, м	5,6
Пластовая температура, °C	26
Пластовое давление, МПа	12,3
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	103,45
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м³	906
Дебит нефти на момент проведения ОПЗ, т/сут	6,0
Дебит жидкости на момент проведения ОПЗ, м³/сут	10
Обводненность, % (мас.)	34

веществ протекает реакция с образованием газообразных продуктов и выделением большого количества теплоты:



1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2241 кДж тепла.

При этом достигаемая в зоне реакции температура зависит от концентрации селитры, скорости закачки и внешних условий.

Данный химический состав нашел применение в технологии термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС) [3]. Широкое применение технологии получила на карбонатных отложениях Усинского месторождения ООО «Лукойл-Коми» с вязкостью нефти 700 мПа·с.

В период с 2014 по 2016 гг. на месторождениях ООО «Лукойл-Коми» по технологии ТГХВ проведено 48 обработок призабойной зоны пласта (ОПЗ). По 24 скважинам суммарная дополнительная добыча нефти составила более 41 тыс. т [4].

Однако опыт применения технологии на других нефтяных месторождениях России, в особенности представленных терригенными коллекторами (АО «Самаранефтегаз», ООО «РН-Краснодарнефтегаз»), оказался не столь успешным, что говорит о необходимости проведения дополнительных исследований для увеличения эффективности ОПЗ.

Специалистами ООО «СамараНИПИнефть» были проведены оценка геолого-физических условий применимости технологии и анализ результатов проведенных обработок. На основе полученной информации был проведен подбор объектов с ВВН для оценки эффективности проведения ОПЗ на месторождениях АО «Самаранефтегаз».

В качестве предполагаемого объекта воздействия была выбрана добывающая скважина № 15 пласта Б-2 Кармалкинского месторождения АО «Самаранефтегаз», основные геолого-физические параметры которой представлены в таблице 1.

Оценка предполагаемого технологического эффекта от применения

термогазохимического воздействия проведена путем гидродинамического моделирования.

- В ходе моделирования была:
- воспроизведена история работы скважины;
 - составлена PVT-модель участка разработки;

- воспроизведена закачка в ПЗП скважины 15 м³ термохимического состава, с последующим проведением термохимической реакции по формуле (1);
- рассчитана зона проникновения продуктов реакции и фронт температуры в ПЗП;
- спрогнозирована технологическая эффективность от воздействия.

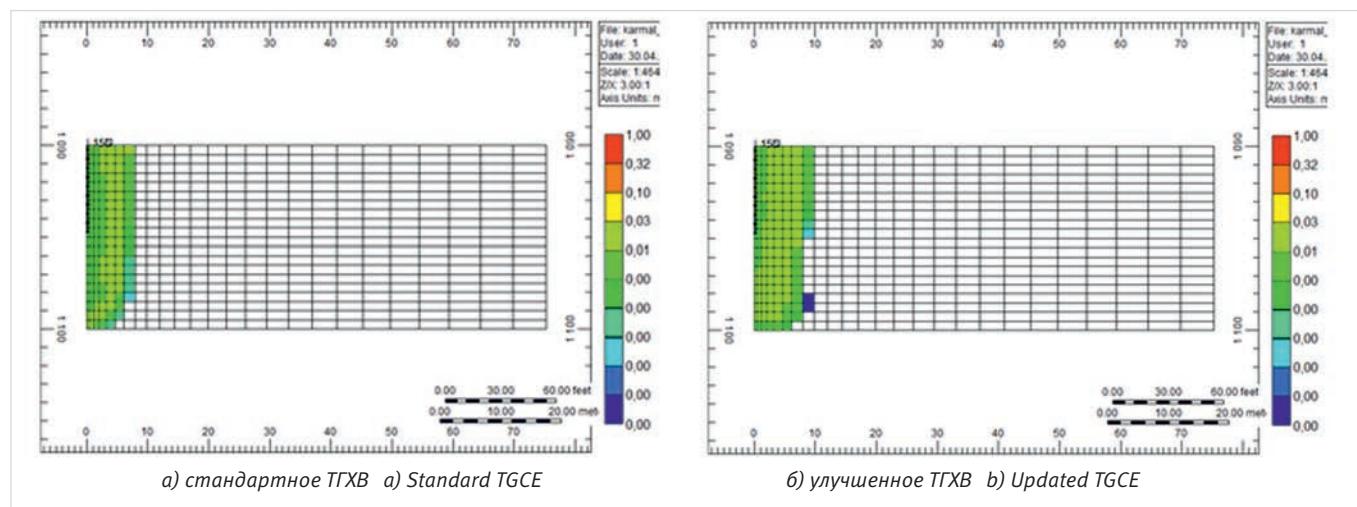


Рис. 1. Мольная доля распространения в ПЗП азота (N2) после завершения реакции
Fig.1. Mole fraction of nitrogen (N2) movement in BH zone after the reaction is completed

Таб. 2. Материальный баланс на 1 кг раствора исходных веществ и значения кинетических констант K, E_a, A₀
Tab. 2. Material balance per 1 kg of initial substance solution and the values of kinetic constants K, E_a and A₀

Наименование показателя	Исходные вещества		Продукты реакции		Количество теплоты, кДж	Предэкспоненциальный множитель A ₀ , с ⁻¹	Энергия активации E _a , кДж/моль	Константа скорости реакции K, моль·с ⁻¹
	Раствор нитрата аммония	Раствор нитрита натрия	Азот (N ₂), г / л при н.у.	Нитрат натрия (NaNO ₃)				
Стандартное ТГХВ	Нитрат аммония (NH ₄ NO ₃)	Вода (H ₂ O)	Нитрит натрия (NaNO ₂)	Вода (H ₂ O)	Азот (N ₂), г / л при н.у.	Нитрат натрия (NaNO ₃)	Вода (H ₂ O)	Количества теплоты, кДж

Масса реагентов, г	313	150	226,96	267,04	109,55 / 67,2	332,56	557,89	1307	14,7	127,6	14,0
Массовая доля компонентов, доли единиц	0,676	0,324	0,503	0,497	0,109	0,333	0,558				
Количество вещества, М	3,91	8,33	3,91	14,84	3,91	3,91	30,99				
Мольная концентрация, моль/л	10,98	-	9,99	-	-	4,86	-				

Улучшенное ТГХВ

Масса реагентов, г	375	62,5	323,44	239,06	131,25 / 105	398,44	470,31	1566	23,1	186,1	21,6
Массовая доля компонентов, доли единиц	0,857	0,143	0,575	0,425	0,131	0,398	0,47				
Количество вещества, М	4,69	3,47	4,69	13,28	4,69	4,69	26,13				
Мольная концентрация, моль/л	14,79	-	11,89	-	-	6,06	-				

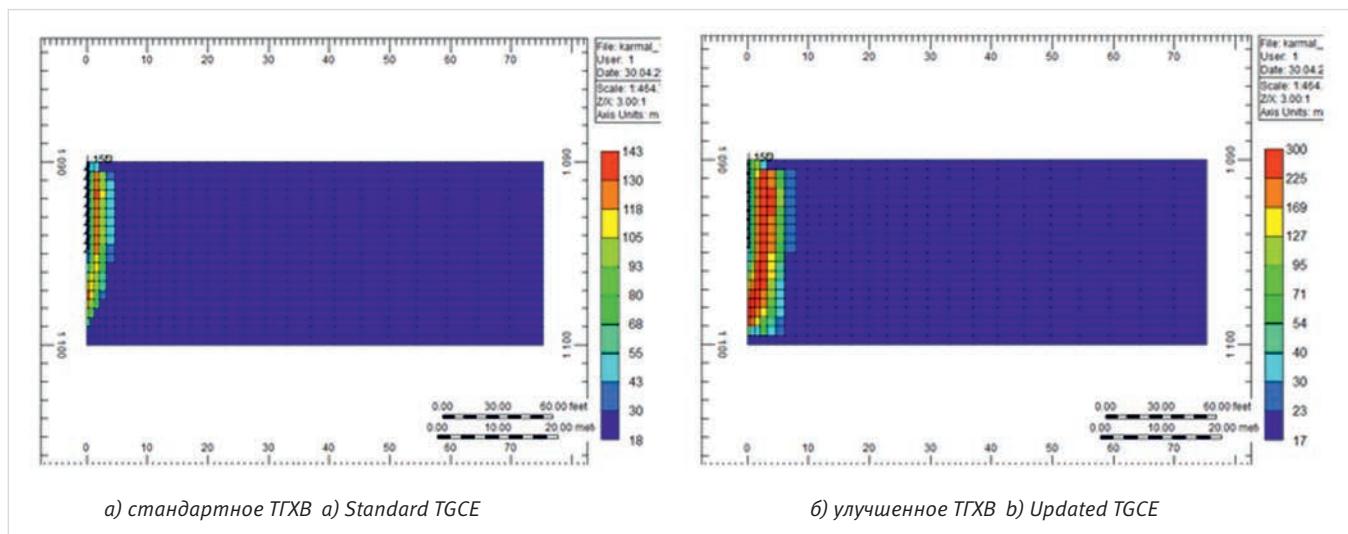


Рис. 2. Фронт температуры в ПЗП при применении ТГХВ
Fig. 2. Temperature front in BH zone with the use of TGCE

Для сравнительной оценки возможной эффективности от термогазохимического воздействия на ПЗП было проведено гидродинамическое моделирование стандартного термогазохимического воздействия (стандартное ТГХВ) и улучшенного термогазохимического воздействия (улучшенное ТГХВ), обладающего повышенной энерговыделяющей способностью. Моделирование проводилось с использованием симулятора CMG Stars с моделью радиального притока к добывающей скважине. Сгущающийся к скважине размер ячеек гидродинамической модели варьировался в пределах от 5,5 до 0,5 м.

При проведении расчетов, кроме теплоты термохимической реакции, другим важным показателем является константа скорости реакции, которая характеризует скорость взаимодействия компонентов термохимического состава. Для ее расчета используется кинетическое уравнение Аррениуса:

$$K = A_0 \times \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right),$$

где:

- A_0 — постоянная Аррениуса (предэкспоненциальный множитель);
- R — универсальная газовая постоянная, Дж/(моль·К);
- T — температура, К;
- E_a — энергия активации, Дж/моль.

Энергия активации показывает, какой минимальной энергией должны обладать реагирующие частицы, чтобы они могли вступить в химическую реакцию, а предэкспоненциальный множитель характеризует количество столкновений реагирующих частиц.

Значения кинетических констант K , и для реакции второго порядка при заданных концентрациях реагентов были определены экспериментальным путем с использованием адиабатического

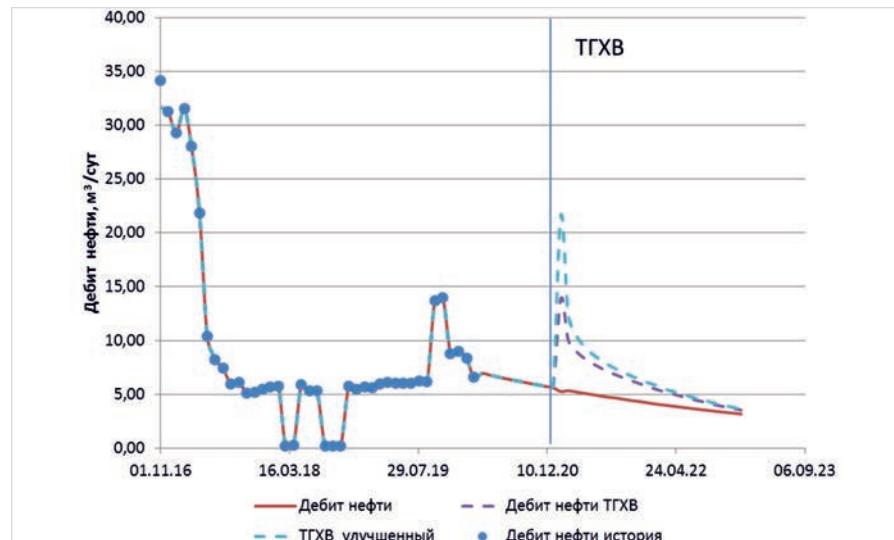


Рис. 3. Динамика дебита нефти скважины № 15 Кармалкинского месторождения
Fig. 3. Dynamics of oil production from well № 15 of Karmalkinskoye field



Рис. 4. Накопленная добыча нефти по скважине № 15 Кармалкинского месторождения
Fig. 4. Cumulative oil production from well № 15 of Karmalkinskoye field

реакционного калориметра (АПК), который позволяет с высокой точностью отслеживать изменение температуры и контролировать тепловыделение.

Материальный баланс для стандартного и улучшенного ТГХВ в пересчете на 1 кг раствора термохимического состава и значения кинетических констант химической реакции К, и приведены в таблице 2.

Результаты проведенного гидродинамического моделирования представлены на рисунках 1–4.

Видно (рис. 1), что при применении стандартного и улучшенного ТГХВ после завершения реакции наблюдаются практически равные мольные доли проникновения в ПЗП продукта реакции — азота (N_2). При этом разогревающая способность для улучшенного ТГХВ значительно отличается от стандартного ТГХВ (рис. 2):

- температурный фронт улучшенного ТГХВ охватывает более удаленную область ПЗП;
- температура разогрева некоторых областей ПЗП при применении улучшенного ТГХВ достигает более высоких значений (до 300 °C), чем при применении стандартного ТГХВ.

Технологическая эффективность от применения ТГХВ показана на рисунках 3 и 4.

Видно (рис. 3), что дебит нефти на момент проведения ОПЗ составлял 5,64 м³/сут. После проведения стандартного ТГХВ дебит нефти увеличился до 13,92 м³/сут, после проведения улучшенного ТГХВ — до 21,6 м³/сут.

Столь существенная разница в приросте дебита нефти объясняется более высоким распространением теплового фронта и более высокой температурой разогрева в ПЗП.

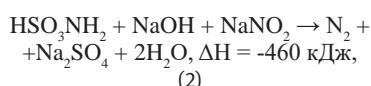
Прогнозируемая дополнительная добыча нефти за три года проявления эффекта при применении улучшенного ТГХВ составляет более 2000 м³, что на 41,1 % больше, чем при применении стандартного ТГХВ (рис. 4).

По предварительной оценке, в результате проведения ОПЗ по технологии улучшенного ТГХВ на 43 добывающих скважинах АО «Самаранефтегаз», эксплуатирующих месторождения с ВВН, может быть получено около 100 тыс. т дополнительно добываемой нефти.

Проведенное гидродинамическое моделирование с применением ТГХВ показывает, что увеличение тепловыделяющей способности термохимического состава положительно оказывается на ее эффективности. Однако для достижения этой цели необходимо проведение дополнительных лабораторных исследований по разработке высокоэнергоемкого химического состава, адаптированного под геолого-физические условия предполагаемых объектов.

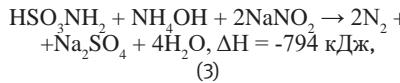
Для достижения этой цели, например, могут быть применены составы со следующими экзотермическими реакциями:

- сульфаминовой кислоты, щелочного реагента (гидроксида натрия) и нитрита натрия [5, 6]:



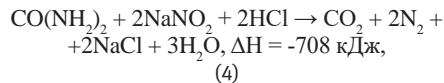
1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2254 кДж тепла;

- сульфаминовой кислоты, щелочного реагента (водного раствора аммиака) и нитрита натрия [7]:



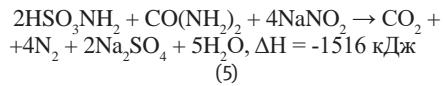
1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2938 кДж тепла;

- карбамида, нитрита натрия и кислоты [8]:



1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2620 кДж тепла;

- сульфаминовой кислоты, карбамида и нитрита натрия [8]:



1 кг состава в пересчете на сухое вещество образует 2850 кДж тепла.

Из приведенных данных видно, что составы (3–5) являются более энергоемкими, чем состав (1), используемый в технологии ТГХВ БС. Также при использовании карбамида в ходе реакции выделяется CO_2 , который, растворяясь в нефти, будет способствовать дополнительному снижению ее вязкости.

Итоги

Путем проведения гидродинамического моделирования была показана эффективность технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта. Обоснованы перспективы разработки термохимического состава с повышенной энерго-выделяющей способностью для технологии термохимического воздействия на призабойную зону пласта, направленную на интенсификацию добычи высоковязкой нефти.

Выходы

1. Одним из тепловых методов интенсификации добычи ВВН в некоторых нефтедобывающих регионах России является технология проведения ОПЗ с использованием технологии ТГХВ БС. Основой технологии является термохимическая реакция между аммиачной селитрой и нитритом натрия. В результате термохимической реакции в ПЗП создается зона высокой температуры и давления, что способствует снижению вязкости нефти, очистке ПЗП от колматирующих органических отложений.

2. Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности проведения ОПЗ по технологиям стандартного и улучшенного ТГХВ. По предварительной оценке, в результате проведения термогазохимического воздействия с повышенным энерговыделяющим составом на 43 добывающих скважинах месторождений с высоковязкой нефтью АО «Самаранефтегаз» может быть около 100 тыс. т дополнительной добычи нефти.

3. Предварительные расчеты показали, что перспективным направлением для развития технологии ТГХВ является применение химических составов, обладающих более высокой энергоемкостью. Проведенные термодинамические расчеты указывают, что для достижения данной цели возможно применение сульфаминовой кислоты и карбамида.

Литература

1. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения. Казань: Казанский университет, 2003. 596 с.
2. Рошин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследования реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефей месторождений Самарской области // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.
3. Заволжский В.Б., Бурко В.А., Идиятуллин А.Р., Басюк Б.Н., Валешний С.И., Соснин В.А., Демина Т.А., Ильин В.П., Кашаев В.А., Садриев Ф.Л. Термогазохимический состав и способ применения для обработки призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта. Патент № RU 2525386 C2 от 10.08.2014.
4. Бурко В.А. Компания ООО «НТРС-Коми» о термогазохимическом воздействии на призабойную и удаленную зоны нефтяных скважин // Бурение и нефть. 2018. № 2. С. 46–49.
5. Михайлов А.В., Хисаметдинов М.Р., Крупин С.В. Новая технология добычи высоковязкой нефти термогелевым составом // Сборник докладов научно-технической конференции посвященной 60-летию ТатНИПиНефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны: Экспозиция Нефть Газ, 2016. С. 222–226.
6. Хисаметдинов М.Р., Михайлов А.В., Ганеева З.М., Амерханов М.И., Ризванов Р.З., Гаффаров Ш.К. Способ термохимической обработки нефтяного пласта (варианты). Патент № RU 2652238 C1 от 25.04.2018.
7. Хисаметдинов М.Р., Береговой А.Н., Михайлов А.В., Зарипов А.Т., Нуриев Д.В. Способ термохимической обработки пласта. Патент № RU 2675394 C1 от 19.12.2018.
8. Гусаков В.Н., Семеновых А.Н. Способ обработки призабойных зон добывающих скважин. Патент № RU 2373385 C1 от 20.11.2009.

Results

By conducting hydrodynamic simulation, we have illustrated the effectiveness in applying the technology of thermo-chemical effect on formation bottom-hole zone. We have also substantiated the prospects in designing the thermo-chemical composition with increased energy-releasing capacity for process of thermo-chemical effect upon formation bottom-hole zone, aimed at intensifying the production of high-viscous oil.

Conclusions

1. One of the thermal methods for stimulate the production of EHO in some oil-producing regions of Russia is the technology of conducting BH treatment through the use of TGCE BS technology. The technology is based on a thermo-chemical reaction between ammonium nitrate and

sodium nitrite. As a result of thermo-chemical reaction, a zone of high temperature and pressure is created in BH, which helps to reduce the oil viscosity, to clean BH zone from clogging organic deposits.

2. By hydrodynamic modeling we have conducted a preliminary evaluation of BH zone treatment efficiency using standard and updated TGCE. According to preliminary evaluation, as a result of thermal gas chemical effect with increased energy release composition, 43 production wells at "Samaraneftegas" JSC high-viscous oil fields may produce about 100 thousand tons of incremental oil.
3. Preliminary calculations have shown that the use of chemical compositions with higher energy structure is the promising area for TCGE process designing. The conducted thermodynamic calculations indicate that the use of sulfamic acid and urea is a possible sphere to achieve this goal.

References

1. Muslimov R.H. Modern methods of oil field development management using waterflooding. Kazan: Kazanskij universitet, 2003, 596 p. (In Russ).
2. Roshchin P.V., Petuhov A.V., Vaskes Kardenas L.K., Nazarov A.D., Hromyh L.N. Fields of Samara region – study of rheological properties of high-viscosity and waxy oil. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i praktika, 2013, Vol. 8, issue 1, 12 p. (In Russ).
3. Zavolzhskij V.B., Burko V.A., Idijatullin A.R., Basjuk B.N., Valeshnij S.I., Sosnin V.A., Demina T.A., Il'in V.P., Kashaev V.A., Sadriev F.L. Thermal gas chemical composition and its application for well bottom and remote

- zones of productive stratum. Patent № RU 2525386 C2 dated 10.08.2014. (In Russ).
4. Burko V. Company "NTRS-Komi" LLC on the thermogaschemical impact on the bottomhole and remote zones of oil and gas wells. Drilling and oil, 2018, issue 2, P. 46–49. (In Russ).
5. Mihajlov A.V., Hisametdinov M.R., Krupin S.V. New technology for the production of high-viscosity oil with a thermogel composition. Collection of reports of the scientific and technical conference dedicated to the 60th anniversary TatNIPIneft "Tatneft" PJSC. Naberezhnye Chelny: Exposition Oil Gas, 2016, P. 222–226. (In Russ).

6. Khisametdinov M.R., Mihajlov A.V., Ganeeva Z.M., Amerkhanov M.I., Rizvanov R.Z., Gaffarov S.K. Method of thermochemical processing of oil pool (options). Patent № RU 2652238 C1 dated 25.04.2018. (In Russ).
7. Khisametdinov M.R., Beregovoj A.N., Mihajlov A.V., Zaripov A.T., Nuriev D.V. Method of thermal chemical treatment of reservoir. Patent № RU 2675394 C1 dated 25.04.2018. (In Russ).
8. Gusakov V.N., Semenovskh A.N. Method for treatment of well bottom zones of production wells. Patent № RU 2373385 C1 dated 20.11.2009. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Михайлов Андрей Валерьевич, ведущий инженер
ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия
Для контактов: MikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Пчела Константин Васильевич, начальник отдела
ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия

Кожин Владимир Николаевич, к.т.н., генеральный директор
ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия

Горнов Денис Анатольевич, главный инженер проекта
ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия

Манасян Артур Эдвардович, к.т.н., заместитель генерального
директора-главный геолог АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Амиров Альберт Азатович, начальник управления
АО «Самаранефтегаз», Самара, Россия

Козлов Сергей Александрович, начальник отдела научно-
технического развития и инноваций АО «Самаранефтегаз»,
Самара, Россия

Павлов Владимир Анатольевич, к.т.н., заместитель директора
департамента технического регулирования и развития
корпоративного научно-проектного комплекса
ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Угрыумов Олег Викторович, д.т.н., начальник управления
технического регулирования, Департамент технического
регулирования и развития корпоративного научно-проектного
комплекса ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Mihajlov Andrej Valerevich, principal project engineer,
“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding author: MikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru

Pchela Konstantin Vasilevich, department manager, “SamaraNIPIneft”
LLC, Samara, Russia

Kozhin Vladimir Nikolaevich, phd, director general, ”SamaraNIPIneft”
LLC, Samara, Russia

Gornov Denis Anatolevich, chief project engineer,
“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia

Manasyan Artur Edvardovich, phd, deputy director general, chief
geologist, “Samaraneftegas” JSC, Samara, Russia

Amirov Albert Azatovich, head of management, “Samaraneftegas”
JSC, Samara, Russia

Kozlov Sergej Aleksandrovich, department manager, Scientific /
Technical Development and Innovations, “Samaraneftegas” JSC,
Samara, Russia

Pavlov Vladimir Anatolevich, ph.d., deputy director, department of
Technical Regulation and Development at Corporate Research and
Development Complex, “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Ugryumov Oleg Viktorovich, dsc., head of management on technical
regulations, Department of Technical Regulation and Development
at Corporate Research and Development Complex, “Rosneft” PJSC,
Moscow, Russia

Стенд исследований дисперсности газовой фазы в потоке газожидкостной смеси по длине электроцентробежного насоса

Горидко К.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
goridko ka@gubkin.ru**Аннотация**

В работе представлена схема нового стенда для исследований характеристик погружного электроцентробежного насоса на газожидкостных смесях с учетом распределения давления и дисперсности газовой фазы по длине насоса, описана методика проведения экспериментальных исследований. Разработана оригинальная конструкция мотор-весов для измерения мощности на валу электроцентробежного насоса.

Материалы и методы

Физическое моделирование работы погружного электроцентробежного насоса на газожидкостных смесях, схема стенда и методика исследований.

Ключевые слова

газожидкостная смесь, погружной электроцентробежный насос, стенд

Благодарность

Автор выражает благодарность своему научному руководителю Вербицкому В.С. за помощь в проектировании и создании стенда, доценту кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Игревскому Л.В. за помощь в проектировании электрической схемы и автоматизации стенда, а также аспиранту кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Никонову Е.И. за помощь в проведении монтажных работ.

Для цитирования

Горидко К.А. Стенд исследований дисперсности газовой фазы в потоке газожидкостной смеси по длине электроцентробежного насоса // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 62–66. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10106

Поступила в редакцию: 02.09.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276 + 621.65/621.69 | Original Paper

The bench for studying gas phase dispersion in gas-liquid mixture flow along the length of electric submersible pump

Goridko K.A.

Gubkin University, Petroleum Reservoir and Production Engineering Department, Moscow, Russia
goridko ka@gubkin.ru**Abstract**

The paper presents a scheme of a new bench to study the characteristics of electric submersible pump on gas-liquid mixtures, taking into account the distribution of pressure and gas phase dispersion along the pump length, describes the methods of experimental studies. The original design of the motor-weights for measuring the power on the electric submersible pump shaft is developed.

Materials and methods

Physical modelling of the electric submersible pump operation on gas-liquid mixtures, scheme of the bench and study procedures.

Keywords

gas-liquid mixture, electric submersible pump, bench

For citation

Goridko K.A. The bench for studying gas phase dispersion in gas-liquid mixture flow along the length of electric submersible pump. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 62–66. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10106

Received: 02.09.2020

Введение

Эксплуатация скважин установками электроцентробежных насосов осложнена различными факторами, одним из них является наличие свободного газа в добываемой продукции. Как известно, характеристика погружного электроцентробежного насоса (ПЭЦН) подвергается вредному влиянию свободного газа, а именно одновременно

снижаются подача насоса по жидкости, развиваемый напор и коэффициент полезного действия (КПД). Степень деформации характеристики ПЭЦН зависит от давления на входе в насос, доли свободного газа в добываемой продукции, поверхностного натяжения на границе фаз жидкости и газа, дисперсности газовой фазы в потоке, а также частоты вращения вала насоса.

Таким образом, перед инженерами стоит задача проектирования оптимального дизайна скважинного оборудования, с учетом деформации характеристики ПЭЦН и прогнозирования технологического режима работы скважины. Неправильный расчет ПЭЦН для скважины влечет за собой технологические и экономические потери.

Для определения коэффициентов деформации характеристики ПЭЦН по напору и подаче различными исследователями используются два основных подхода: физическое и математическое моделирование.

Физическое моделирование — экспериментальное определение характеристики ПЭЦН на газожидкостной смеси (ГЖС), в большинстве случаев проводится на стендах, так как позволяет охватить более широкий диапазон работы насоса [1]. Но термобарические условия и перекачиваемая смесь отличаются от скважинных. Иногда исследования характеристик ПЭЦН проводятся в скважинных условиях, что позволяет соблюсти термобарические условия и PVT-свойства. Но такие эксперименты получаются в узком диапазоне, так как регулирование работы насоса, а также контроль граничных условий осложнены совместной работой системы: «пласт – скважина – насос» [2].

Математическое моделирование позволяет покрыть наиболее широкий диапазон условий работы насоса как по технологическим параметрам работы, так и по свойствам перекачиваемого флюида. Но при проведении математического моделирования — как для CFD-моделирования, так и для аналитических моделей — исследователям необходимы эмпирические зависимости, которые приближают результаты расчетов к действительности [3].

Для изучения параметров распределения давления и дисперсности газовых пузырьков в составе ГЖС по длине насоса определен подход физического моделирования процесса на экспериментальном стенде. Для этого на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений спроектирован и создан стенд для исследования характеристик ПЭЦН на ГЖС с учетом замера давления и дисперсности газовой фазы по длине насоса. Также разработаны методика проведения исследований и методика обработки экспериментальных данных и проведены исследования в рамках диссертационной работы автора.

В этой статье представлена схема созданного стенда, методика проведения эксперимента и подход к определению КПД насоса.

Схема стенда

Разработанный стенд позволяет проводить исследования ПЭЦН на ГЖС при давлениях на входе в насос в интервале МПа, при частоте вращения вала в интервале $f=30\text{--}60$ Гц, в качестве модельных газожидкостных смесей могут выступать смеси «вода – воздух», «вода – ПАВ – воздух», «масло – воздух». Исследование характеристик на модельных ГЖС обусловлено требованиями техники безопасности и невозможностью проведения экспериментов на реальных углеводородных газах в лабораторных условиях. Однако такие исследования проводились на полупромышленных стенах [2].

Принципиальная схема созданного стендла для исследований характеристик ПЭЦН на ГЖС с учетом замера давления и дисперсности газовой фазы по длине насоса представлена на рисунке 1, фото стендла — на рисунке 2. Основными элементами стендла являются исследуемый насос ЭЦН5-50 (118 ступеней радиального типа), жидкостно-газовый эжектор (ЖГЭ), подпорный насос, компрессор, система подачи воды и

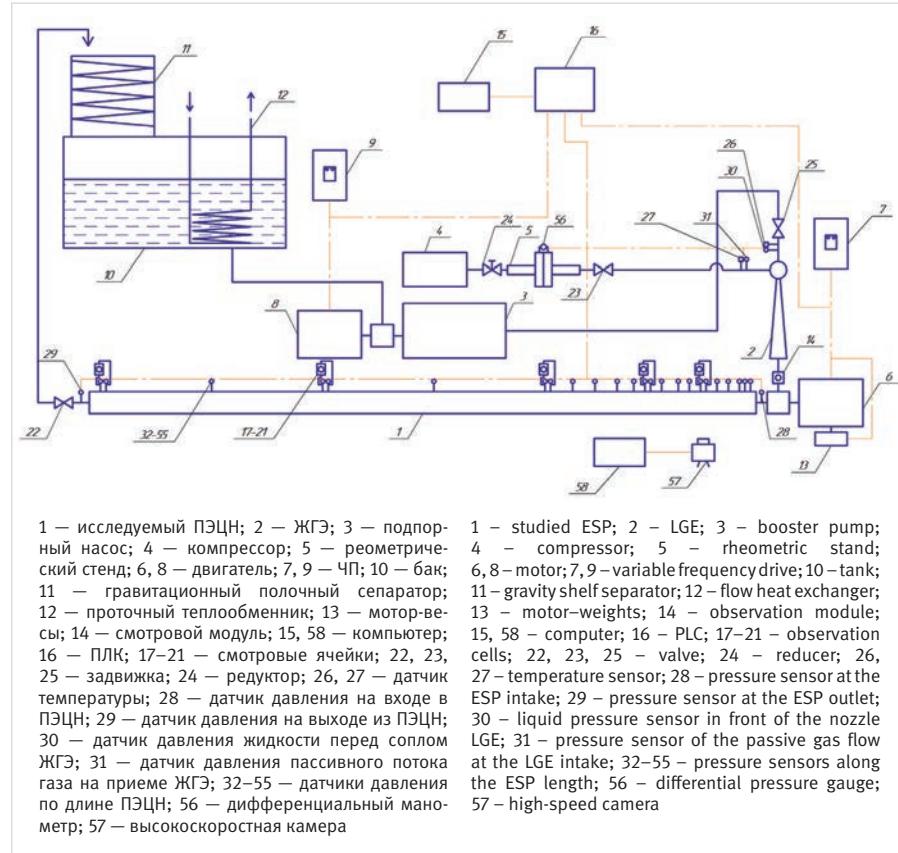


Рис. 1. Схема стенда
Fig. 1. Scheme of the Bench

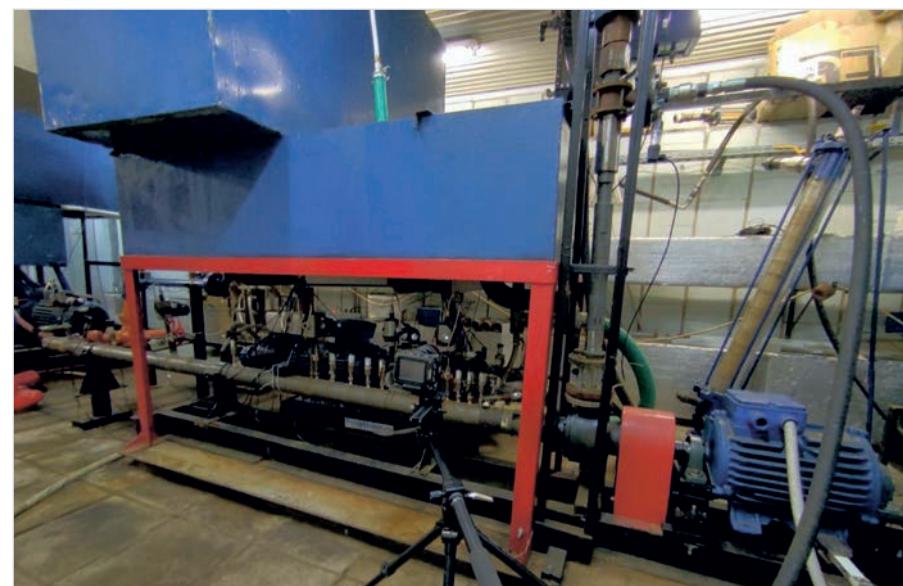


Рис. 2. Общий вид стенда
Fig. 2. General view of the Bench

газа, задвижки, высокоскоростная камера, а также система контрольно-измерительных приборов и автоматики.

Для анализа распределения давления и дисперсности по длине насоса в корпусе насоса и рабочих ступенях просверлены отверстия под штуцера, к которым присоединяются датчики давления и смотровые ячейки. Датчики давления установлены по логарифмическому закону на {1, 2, 3, 5, 7, 9, 10, 12, 14, 17, 19, 20, 22, 25, 29, 33, 37, 38, 58, 77, 78, 98, 117, 118} ступенях для исследования кривых распределения давления

по длине насоса при откачке ГЖС (рис. 3). Ближе к входу насоса датчики установлены более плотно, так как первые ступени наиболее сильно подвержены вредному влиянию свободного газа в перекачиваемой ГЖС. Пары ступеней — {9, 10}, {19, 20}, {37, 38}, {77, 78}, {117, 118} — соединены между собой через смотровые окошки для замера дисперсности газовой фазы, то есть диаметров газовых пузырьков, которые движутся внутри насоса. На входе в насос установлен проточный смотровой модуль для контроля дисперсности.

Методика проведения эксперимента

Предварительно устанавливается ЖГЭ с определенной конфигурацией проточной части: диаметр сопла $D_c = \{2.0, 2.3, 2.6, 2.9, 3.2, 3.5, 3.8, 4.1, 4.7\}$ мм, диаметр камеры смешения $\{4.5, 7.1\}$ мм. Пять сопел с наименьшим диаметром $D_c = \{2.0, 2.3, 2.6, 2.9, 3.2\}$ мм комплектуются с камерой смешения диаметром $= 4.5$ мм, длиной камерой смешения $= 167$ мм; остальные сопла $D_c = \{3.5, 3.8, 4.1, 4.7\}$ мм устанавливаются вместе с камерой смешения диаметром $= 7.1$ мм, длиной камерой смешения $= 340$ мм. Выбор удлиненных камер смешения струйного аппарата обусловлен следующими причинами. Согласно [4], струя жидкости, сохраняя свою первоначальную форму, поступает в камеру смешения, где на расстоянии двух-трех диаметров камеры смешения от начала камеры смешения заполнена молочно-белой водовоздушной эмульсией (пеной). У стенок наблюдаются обратные токи. Это возвратное движение обусловлено повышением давления по длине камеры смешения. При низких противодавлениях (в кавитационной области работы ЖГЭ) основное повышение давления происходит в диффузоре ЖГЭ. При увеличении противодавления на выходе из ЖГЭ происходит более значительное увеличение давления в камере смешения, наблюдается скачок давления по длине ЖГЭ. После него в проточной части ЖГЭ движется не молочно-белая эмульсия, а ГЖС пузырьковой структуры (вода с пузырьками газа). При дальнейшем увеличении противодавления на выходе из ЖГЭ скачок давления смешается к соплу и происходит «запирание» ЖГЭ, то есть газ перестает эжектироваться. В зависимости от длины камеры в ЖГЭ может наблюдаться 3 типа режима течения [5]: 1 — ударный режим (недостаточная длина камеры смешения); 2 — режим разрушения струи (оптимальная длина камеры смешения); 3 — режим разрушения струи (чрезмерно большая длина камеры смешения). Третий режим характеризуется несколько меньшим коэффициентом полезного действия ЖГЭ в отличие от второго. Назначение ЖГЭ в схеме стенда — диспергирование и повышение давления ГЖС на входе в исследуемый ПЭЦН. Таким образом, при проведении испытаний необходимо выполнение следующих условий: в ЖГЭ должно происходить полное смешение жидкости и газа, и на его выходе должна образовываться стабильная пузырьковая структура ГЖС. Распределение давления по длине ЖГЭ не проводится в рамках данных исследований, так как не является определяющим, но осуществляется контроль над тем, что давление ГЖС на выходе из ЖГЭ выше давления пассивного потока газа.

Первым этапом исследования работы ПЭЦН на ГЖС является экспериментальное определение характеристик насоса на воде. Жидкость из бака 9 поступает в подпорный насос 3, который приводится в действие двигателем 8 с частотным преобразователем (ЧП) 9. Далее жидкость с высоким давлением нагнетается в сопло ЖГЭ 2. В это время газовая линия закрыта задвижкой 23. Жидкость прокачивается через систему, постепенно заполняет исследуемый насос 1. Когда жидкость полностью заполняет систему, то включается асинхронный двигатель 6, управляемый ЧП 7. Частота тока двигателя 6 устанавливается

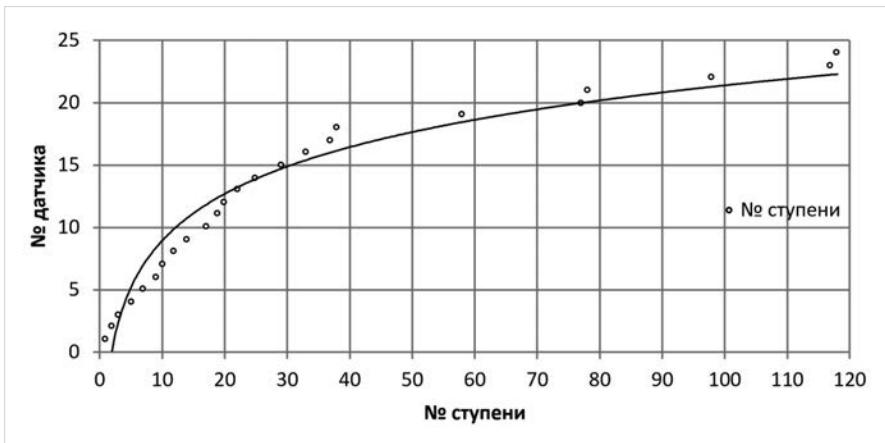


Рис. 3. Схема расположения датчиков давления по длине насоса
Fig. 3. Sensor positioning scheme

$f = \{40, 50, 60\}$ Гц, что соответствует частоте вращения вала насоса $n = \{2400, 3000, 3600\}$ об/мин без учета скольжения. Затем поджимается задвижка 22 до тех пор, пока на входе в насос 1 не установится требуемое абсолютное давление $= \{0.6, 1.1, 2.1\}$ МПа. Устанавливается стабильный режим, который отслеживается в режиме реального времени через инженерный интерфейс CoDeSys [6] на компьютере 15. Данный режим характеризуется постоянными показаниями датчиков давления на входе в насос 28, давления на выходе из насоса 29, давления по длине насоса P_i 32–55, давления активного потока жидкости в сопле ЖГЭ 30, давления пассивного (инжектируемого) потока газа на приеме ЖГЭ 31, а также постоянным перепадом давления на дифференциальном манометре 56. Одновременно замеряется потребляемая мощность при помощи мотор-весов оригинальной конструкции 13, сигнал с которых также передается в режиме реального времени. Сигналы датчиков обрабатываются программируемым логическим контроллером (ПЛК) 16, который передает результаты замеров дальше на компьютер 15. В результате замеряется распределение давления по длине насоса на жидкости при заданном диаметре сопла ЖГЭ. В течение нескольких минут записываются временные ряды давлений, которые впоследствии обрабатываются. Расход жидкости определяется по формуле (1). Коэффициенты расхода используемых сопел C_c определялись предварительно путем постановки дополнительного калибровочного эксперимента.

$$Q_{ж} = C_c \cdot \frac{\pi D_c^2}{4} \cdot \sqrt{\frac{2(P_{акт} - P_{пас})}{\rho_{ж}}} \quad (1)$$

Вторым этапом исследования работы ПЭЦН на ГЖС является снятие характеристики при наличии свободного газа в потоке. Задвижка 23 открывается, и от компрессора 4 подается газ через реометрический стенд 5, который по своей сути является расходомером газа по перепаду давления на диафрагме. Перепад давления замеряется дифференциальным манометром 56, а расход газа регулируется редуктором 24. Расход газа в условиях диафрагмы $Q_g (P_d)$ определяется по формуле (2), где коэффициенты А и В предварительно экспериментально определяются для каждой диафрагмы, а затем

расход газа пересчитывается к условиям у приема ЖГЭ (3) и у входа в насос по формуле (4), температура газа T_g принимается равной температуре жидкости $T_{ж}$, ввиду того, что теплоемкость воды намного больше теплоемкости воздуха. При подаче газа на входе в насос 1 растет давление ввиду увеличения объема прокачиваемой смеси. Температура жидкости $T_{ж}$ поддерживается в интервале 25–30 °C во время проведения эксперимента при помощи проточного теплообменника 12, через который прокачивается водопроводная холодная вода. Также делается допущение, что процесс изотермический, температура смеси не меняется от входа до выхода из насоса 1, хотя на самом деле может повышаться на 1–2 °C. Данный факт в конечном счете не влияет на качество расчета и получаемые результаты. Чтобы поддержать давление на входе в насос постоянным $= \{0.6, 1.1, 2.1\}$ МПа, одновременно уменьшается подача по жидкости от подпорного насоса 3 при помощи ЧП 9. Так задается определенное значение входного объемно-расходного газосодержания, определяемое по формуле (5). Аналогично исследованию характеристики насоса на воде устанавливается стабильный режим, который отслеживается в режиме реального времени через инженерный интерфейс CoDeSys на компьютере 15. Данный режим характеризуется постоянными показаниями датчиков давления на входе в насос 28, на выходе из насоса 29, по длине насоса P_i 32–55, давления активного потока жидкости в сопле ЖГЭ 30, давления пассивного потока газа на приеме ЖГЭ 31, а также дифференциального манометра 56, соответственно и постоянным значением входного объемно-расходного газосодержания. Также замеряется потребляемая насосом мощность. Сигналы датчиков обрабатываются программируемым логическим контроллером (ПЛК) 16, который передает результаты замеров дальше на компьютер 15. В результате замеряется распределение давления по длине насоса на ГЖС при заданном диаметре сопла ЖГЭ. В течение нескольких минут записываются временные ряды давлений, которые впоследствии обрабатываются. Далее аналогичным образом входное объемное-расходное газосодержание повышается до тех пор, пока давление на выходе не станет меньше, чем давление на входе, либо пока насос не перестанет стably работать, что характеризуется

повышением вибрации, а также волнообразным изменением давления во времени. Таким образом, снимается напорно-расходная и энергетическая характеристики ПЭЦН.

$$Q_r(P_d) = A \cdot \Delta P_{\text{диф}}^B \cdot \left(\frac{P_{\text{атм}}}{P_{\text{диаф}}} \right)^{0,5} \quad (2)$$

$$Q_r(P_{\text{нас}}) = Q_r(P_d) \cdot \frac{P_{\text{диаф}}}{P_{\text{нас}}} \quad (3)$$

$$Q_r(P_{\text{вх}}) = Q_r(P_{\text{нас}}) \cdot \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{вх}}} \cdot \frac{T_{\text{ж}}}{T_r} \quad (4)$$

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{Q_r(P_{\text{вх}})}{Q_r(P_{\text{вх}}) + Q_{\text{ж}}} \quad (5)$$

Помимо снятия характеристик ПЭЦН и распределения давления по длине насоса 1, стенд позволяет определять изменение дисперсности по длине исследуемого ПЭЦН 1. На требуемых режимах происходит видеофиксация с помощью высокоскоростной камеры 57 Phantom Miro eX4 [7], которая управляется компьютером 58, куда сохраняются снятые видеофайлы. Контроль дисперсности газовой фазы (то есть диаметра газового пузырька) осуществляется на входе в насос 1, через смотровой модуль 14, а также через смотровые ячейки 17–21. Смотровые ячейки спроектированы таким образом, что выдерживают давление ГЖС до 12 МПа. При прохождении ГЖС через насос из ступени с большим порядковым номером P_i часть объема смеси возвращается в ступень с меньшим порядковым номером P_{i-1} . При обработке данных по дисперсности газовой фазы смеси нами сделаны допущения: диаметр пузырька газа не меняется по сравнению с диаметром внутри ступени, а его давление P_n рассчитывается как среднее давление между ступенями (6); пузырьки газа сохраняют свои размер и форму при попадании в смотровую ячейку из рабочего колеса ПЭЦН. В дальнейшем полученные видеофайлы обрабатываются в специальной программе, определяется ожидаемый диаметр газового пузырька при заданных условиях работы ПЭЦН.

$$P_n = \frac{P_i + P_{i-1}}{2} \quad (6)$$

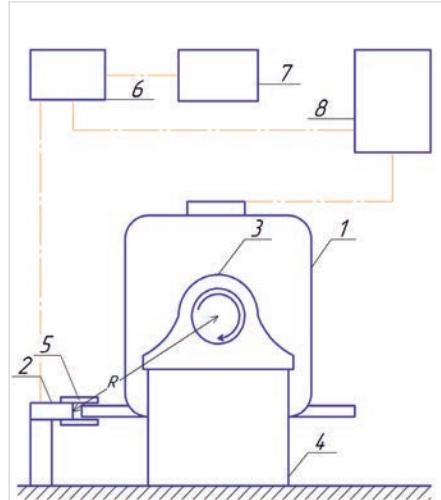
Цикл испытаний ПЭЦН является замкнутым, то есть жидкость после прохождения через насос 1 поступает в бак 10, для отделения жидкости от газа используется гравитационный полочный сепаратор 11.

Определение коэффициента полезного действия насоса

Одной из задач данного стенда является определение энергетических характеристик ПЭЦН, а именно потребляемой мощности и КПД насоса η . Зачастую при тестировании ПЭЦН потребляемая мощность замеряется ЧП, что не совсем корректно, так как ЧП замеряется полная электрическая мощность. Данная мощность состоит из активной и реактивной составляющих, а активная составляющая расходуется непосредственно на насос, а также на потери мощности в двигателе, питающем кабеле и др. Таким образом, получается завышенное значение потребляемой насосом мощности и соответственно заниженное значение КПД.

Для минимизации ошибки в определении разработана оригинальная конструкция мотор-весов на основе [8] (рис. 4). Стандартный асинхронный двигатель 1 модернизирован путем установки двух опорных подшипников вращения 3 на его вал сзади и рядом с полумуфтой. Подшипники установлены на станину 4, к которой жестко закреплен ПЭЦН. Так, при запуске двигателя ЧП 8, двигатель стремится вращаться из-за создаваемого момента. При отклонении двигателя от горизонтального положения он начинает давить с некоторой силой F на упорные пластины 5 тензометрического датчика 2. Соответственно тензодатчик 2 регистрирует показания силы F и передает их на ПЛК 6, с которого данные впоследствии транслируются на компьютер 7. Таким образом, реализован прямой замер потребляемой мощности. Ниже рассмотрим подробнее методику расчета КПД ПЭЦН при работе на ГЖС.

Как известно, работа асинхронного двигателя характеризуется разностью скоростей вращения ротора и изменения переменного магнитного потока, создаваемого обмотками статора двигателя переменного тока, причем эта разность меняется в зависимости от нагрузки на двигатель, то есть от создаваемого



1 – двигатель; 2 – тензометрический датчик; 3 – опорный подшипник; 4 – станина; 5 – упорные пластины; 6 – ПЛК; 7 – компьютер; 8 – ЧП

1 – motor; 2 – tensometric sensor; 3 – support bearing; 4 – frame; 5 – thrust plates; 6 – PLC; 7 – computer; 8 – VFD

Rис. 4. Схема мотор-весов
Fig. 4. Scheme of motor-weights

момента. Для используемого электродвигателя экспериментально была определена фактическая частота вращения вала двигателя при помощи лазерного тахометра. Зависимость фактической частоты вращения вала двигателя от момента вращения при различных частотах $\omega = \{30, 40, 50, 60\} \text{ Гц}$ (рис. 5).

Коэффициент полезного действия определяется как отношение полезно использованной мощности к потребляемой мощности к потребляемой мощности (7).

$$\eta = \frac{N_{\text{пол}}}{N_{\text{потреб}}} \quad (7)$$

Потребляемая мощность исследуемого ПЭЦН рассчитывается по выражению (8). Момент вращения M находится через замеренную силу F при помощи тензодатчика и радиус вращения R по формуле (9). Число оборотов двигателя $n=n(M)$ определяется исходя из найденного момента M с учетом экспериментально полученных зависимостей (рис. 5). Ввиду того, что исследуемый ПЭЦН соединен с валом двигателя через приемный модуль, часть потребляемой мощности расходуется на вращение элементов приемного модуля. Предварительно была получена эмпирическая зависимость мощности холостого хода от частоты (работа двигателя без насоса, но с приемным модулем). Таким образом, для определения потребляемой мощности используется формула (10).

$$N_{\text{потреб}} = M \cdot \omega = \frac{2\pi \cdot M \cdot n}{60} \quad (8)$$

$$M = F \cdot R \quad (9)$$

$$N_{\text{потреб}} = \frac{2\pi \cdot (F \cdot R - M_{\text{хх}}) \cdot n(M)}{60} \quad (10)$$

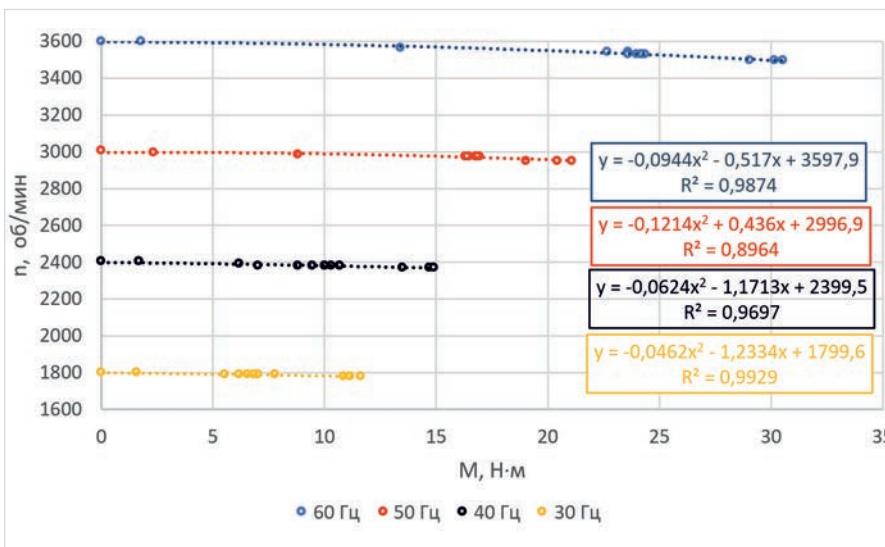


Рис. 5. Зависимость числа оборотов двигателя от момента вращения
Fig. 5. Dependence of engine speed on torque

Полезная мощность гидравлической машины определяется выражением (11). Ввиду того, что исследуемый ПЭЦН перекачивает ГЖС, также необходимо учитывать изменение плотности перекачиваемой среды с ростом давления [1]. Среднеинтегральная подача насоса [1] определяется выражением (12). Так как процесс перекачки ГЖС принимается изотермическим, то выражение (12) легко преобразовать в (13). Таким образом, полезная мощность определяется выражением (14). Путем подстановки выражений (10) и (14) в (7) находится коэффициент полезного действия насоса η .

$$N_{\text{пол}} = Q \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \quad (11)$$

$$Q = Q_{\text{ср}} = Q_{\text{ж}} + \frac{1}{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}} \times \int_{P_{\text{вх}}}^{P_{\text{вых}}} Q_{\text{г}}(P) dP \quad (12)$$

Условные обозначения

ГЖС	— газожидкостная смесь
ПЭЦН	— погружной электроцентробежный насос
ЖГЭ	— жидкостно-газовый эжектор
ЧП	— частотный преобразователь
КПД	— коэффициент полезного действия
CFD	— computational fluid dynamics (вычислительная гидродинамика)
PVT	— Pressure, Volume, Temperature
D_c	— диаметр сопла, мм

$$Q_{\text{ср}} = Q_{\text{ж}} + Q_{\text{г}}(P_{\text{вх}}) \times \times \frac{P_{\text{вх}}}{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}} \cdot \ln \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \quad (13)$$

$$N_{\text{пол}} = \left(Q_{\text{ж}} + Q_{\text{г}}(P_{\text{вх}}) \times \times \frac{P_{\text{вх}}}{P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}} \cdot \ln \frac{P_{\text{вых}}}{P_{\text{вх}}} \right) \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{вх}}) \quad (14)$$

Итоги

На сегодняшний день проведен полный цикл исследований напорно-расходных и энергетических характеристик насоса ЭЦН5-50 (118 ступеней радиального типа) при частоте тока двигателя $f = \{40, 50, 60\}$ Гц и абсолютном давлении на входе в насос $= \{0.6, 1.1, 2.1\}$ МПа на модельных ГЖС «вода – воздух», «вода – ПАВ – воздух». Смесь «вода – воздух» моделирует высокободянную скважинную продукцию с низкой пенообразующей способностью, а ГЖС «вода – ПАВ – воздух» используется для моделирования низкоободянной маловязкой скважинной продукции с высокой пенообразующей способностью [1]. Результаты проведенных

экспериментальных исследований будут представлены в дальнейших работах автора.

Вывод

Созданный стенд позволяет исследовать работу ПЭЦН на ГЖС в широком диапазоне частот вращения вала и давлений на входе в насос. Разработанный стенд отличается оригинальностью:

- работа с избыточным давлением на входе в ПЭЦН вплоть до 3.0 МПа при частотах вращения вала до 3 600 об/мин;
- съемка газовых пузырьков в потоке ГЖС по длине ПЭЦН в любой точке напорно-расходной характеристики, а не только в режиме нулевого напора (режим работы ПЭЦН, при котором развиваемое насосом давление равно нулю);
- прямой замер потребляемой насосом мощности;
- регистрация распределения давления по длине насоса.

В дополнение к ГОСТ [9], созданный стенд позволяет проводить уникальные исследования ПЭЦН, которые являются актуальными при эксплуатации нефтяных механизированных скважин.

$D_{\text{ж}}$	— диаметр камеры смешения, мм
$L_{\text{ж}}$	— длина камеры смешения, мм
$P_{\text{вх}}$	— давление на входе в ПЭЦН, МПа
$P_{\text{вых}}$	— давление на выходе из ПЭЦН, МПа
$P_{\text{г}}$	— давление газового пузырька, МПа
P_i	— давление в i -й ступени ПЭЦН, МПа
f	— частота тока, Гц
n	— частота вращения вала ПЭЦН, об/мин
$Q_{\text{ж}}$	— расход жидкости, м ³ /сут
C_c	— коэффициент расхода сопла, д.ед
$N_{\text{нomp}}$	— потребляемая мощность ПЭЦН, кВт
$N_{\text{пол}}$	— полезная мощность ПЭЦН, кВт
$\rho_{\text{ж}}$	— плотность жидкости, кг/м ³
$Q_{\text{ср}}$	— среднеинтегральная подача насоса, м ³ /сут
F	— сила воздействия двигателя на тензодатчик, Н
R	— радиус вращения двигателя, м
ω	— угловая скорость вращения вала, рад/с
M	— момент вращения, Н·м
$M_{\text{хх}}$	— момент холостого хода, Н·м
η	— КПД насоса, %

ENGLISH

Results

For today the full cycle of researches of head and energy characteristics of pump ESP5-50 (118 stages of radial type) at frequency of a current of the motor $f = \{40, 50, 60\}$ Hz and absolute pressure at pump intake $P_{\text{in}} = \{0.6, 1.1, 2.1\}$ MPa on model gas-liquid mixture "water – air", "water – surfactant – air" has been carried out. The mixture "water – air" simulates highly watercut low-foam-forming well products, and "water – surfactant – air" is used for modeling low-watercut low-viscosity well products with high foaming capacity [1]. The results of the experimental studies will be presented in further works of the author.

Conclusions

The created stand allows to study the ESP unit operation on gas-liquid mixture

in a wide range of shaft speed and pressure at the pump intake. The developed stand is notable for its originality:

- Operation with pressure at the ESP intake up to 3.0 MPa and at shaft speeds up to 3 600 rpm;
- Shooting of gas bubbles in the gas-liquid mixture flow along the ESP length at any point of characteristic, not only in the zero head mode (ESP operation mode, when the pressure developed by the pump is equal to zero);
- direct measurement of power consumption by the pump;
- recording of pressure distribution along the pump length.

In addition to GOST [9], the stand allows to conduct unique studies of ESP installations, which are relevant for operation of oil mechanical wells.

References

1. Drozdov A.N. Development of a methodology for calculating the characteristics of a submersible centrifugal pump when operating wells with low pressures at the pump inlet. Moscow, 1982, 212 p. (In Russ.).
2. Minigazimov M.G., Sharipov A.G., Research of gas influence on operation of the electric submersible pump ESP5-80-800. Oilfield engineering, 1968, issue 7. P. 34–38. (In Russ.).
3. Litvinenko K.V. Prediction of the ESP technical state in the conditions of the intensive mechanical impurities removal. Ufa: USPTU, 2016, 22 p. (In Russ.).
4. Sokolov E.Ya., Singer N.M. Jet devices. Moscow, Energoatomizdat, 1989, 352 p. (In Russ.).
5. Cunningham R.G., Dopkin R.J. Jet Breakup and mixing throat lengths for the liquid jet gas pump. Journal of Fluids Engineering, 1974, Vol. 96, issue 3, P. 216–226.
6. CODESYS programming environment. URL: https://owen.ru/product/codesys_v3
7. Documentation. Software. URL: <https://www.phantomhs.ru/doc/>
8. Yaremenko O.V. Tests of pumps: the reference. Moscow: Mashinostroenie, 1976, 225 p. (In Russ.)
9. GOST ISO 9906-2015 Rotodynamic pumps. Hydraulic performance acceptance test. Grades 1, 2 and 3.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Горидко Кирилл Александрович, аспирант кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: Goridko.ka@gubkin.ru

Goridko Kirill Aleksandrovich, ph.d. student of Petroleum Reservoir and Production Engineering Department, Gubkin University, Moscow, Russia
Corresponding author: Goridko.ka@gubkin.ru

ГАЗОВЫЕ ФИЛЬТРЫ

с индикаторами перепада давления

Завод газовой арматуры ТЕРМОБРЕСТ предлагает рынку широкую гамму исполнений фильтров тонкой очистки газа.

НАЗНАЧЕНИЕ:

Газовые фильтры предназначены для установки на газопроводах перед запорно-регулирующей арматурой газогорелочных устройств котлов, теплогенераторов, инфракрасных обогревателей и других газосжигающих установках для очистки газа от механических частиц.

ХАРАКТЕРИСТИКИ:

- номинальный диаметр, DN: 15÷300;
- материал корпуса: алюминий, сталь, чугун;
- рабочее давление: до 16 бар;
- климатическое исполнение: УЗ.1 (-30...+60 °C); У2 (-45...+60 °C); УХЛ1 (-60...+60 °C);
- степень фильтрации, мкм: 2, 5, 10, 20, 50, 80, 200.

ВСЕ ГАЗОВЫЕ ФИЛЬТРЫ МОГУТ БЫТЬ УКОМПЛЕКТОВАНЫ РАЗЛИЧНЫМИ ТИПАМИ ИНДИКАТОРОВ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ:

- **механического типа** — контроль загрязненности фильтроэлемента осуществляется визуально, по мере перекрытия смотрового окна;
- **электронного типа, работающего от элемента питания** — контроль загрязненности осуществляется визуально по светодиодной шкале;
- **электронного типа, работающего от сети 24В** — контроль загрязненности осуществляется визуально по светодиодной шкале, а также с помощью токового сигнала обратной связи, который позволяет вводить корректировку в расход газа для обеспечения оптимального соотношения газ-воздух;
- **стрелочного типа «ИП-20»** — контроль загрязненности фильтроэлемента осуществляется визуально, с помощью информационной шкалы и индикаторных стрелок.



НОВИНКА

Индикаторы перепада давления стрелочного типа марки «ИП-20» могут поставляться как самостоятельное изделие для установки в существующем газовом тракте или газовом фильтре.



Опыт эксплуатации вращающейся колонны насосных штанг различной конструкции для скважинной добычи нефти

Исаев А.А.

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
isaeff-oil@yandex.ru**Аннотация**

В результате проведенных расчетов выявлено, что рациональным для вращательной колонны будет кольцевое сечение. Такое сечение имеют полые насосные штанги, причем конструкция таких штанг должна быть равнопрочной. Применение таких полых штанг позволяет повысить надежность и долговечность приводной колонны в несколько раз, т.к. увеличены прочностные и жесткостные характеристики колонны, в результате чего повышается наработка винтовой установки и увеличивается межремонтный период скважины. На обрывность штанг — как полых, так и сплошного сечения — очень сильное влияние оказывает интенсивность набора кривизны. Полые штанги с равнопрочной конструкцией в качестве приводной колонны были внедрены на 6 скважинах АО «Шешмаойл». Для снижения влияния кривизны на наработку штанг разработан центратор с функциями подшипника и фонаря, который проходит стендовые испытания.

Материалы и методы

Определены условия прочности и жесткости для штанг различной конструкции. Проведены технические расчеты по определению полярных моментов сопротивления и инерции. Для испытания центратора изготовлен специальный стенд, на котором возможно регулировать обороты вала центратора.

Ключевые слова

установка штангового винтового насоса, обрыв штанг, полые штанги, интенсивность набора кривизны

Для цитирования

Исаев А.А. Опыт эксплуатации вращающейся колонны насосных штанг различной конструкции для скважинной добычи нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 68–72. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10122

Поступила в редакцию: 29.01.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.53 | Original Paper

Operating experience of rotating sucker rod strings of various designs for oil production from oil wells

Isaev A.A.

Sheshmaoil Management Company LLC, Almeteyevsk, Russia
isaeff-oil@yandex.ru**Abstract**

The calculations revealed that a circular cross-section would be a very efficient solution for a rotating string. Hollow sucker rods have such a cross section, and the design of such rods maintain strength uniformity. Application of such hollow rods makes it possible to increase the reliability and durability of the driving string by multiple times, as strength and rigidity characteristics of the string are increased, thereby increasing the operating time of the PCP unit and extending the time between well repairs. The parting of rods, both hollow and solid in section, is very strongly influenced by dogleg severity. Hollow rods with uniformly strong structure have been implemented as a driving string in 6 wells of JSC Sheshmaoil. To reduce the influence of curvature on the service life of the rods, a centralizer with functions of bearing and bow spring centralizer has been developed, which undergoes bench tests at the moment.

Materials and methods

The conditions of strength and stiffness for rods of various designs were determined. Technical calculations were carried out to determine the polar moments of resistance and inertia. A special test bench has been manufactured for testing the centralizer, where it was possible to adjust the speed of the centralizer shaft.

Keywords

progressive cavity pumping unit, rod parting, hollow rods, dogleg severity

For citation

Isaev A.A. Operating experience of rotating sucker rod strings of various designs for oil production from oil wells. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 68–72. (In Russ.). DOI: 10.2442211/2076-6785-2020-10122

Received: 29.01.2020

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ ДЕКАБРЬ 6 (79) 2020

В качестве вращательной колонны для установок штангового винтового насоса с наземным приводом (УШВН) в основном используются насосные штанги, которые представляют собой вал сплошного сечения с головками и резьбами на концах (рис. 1).

При работе насосных штанг на кручение наибольшие напряжения возникают в поверхностных слоях штанг, в центральной части они значительно меньше, на продольной оси равны нулю [1]. Следовательно, в сплошной штанге материал, находящийся в центральной части, в значительной степени недогружен, его вклад в прочность штанг мал. Поэтому рациональным для вращательной колонны как стержня, работающего на кручение, будет кольцевое сечение [2]. Такое сечение имеют насосно-компрессорные трубы (НКТ) и полые насосные штанги, которые потенциально могут быть применены в качестве вращательной колонны для УШВН. Отсутствие выступающих частей головки штанг значительно снижает вероятность истирания колонны НКТ в искривленных участках скважины и образование эмульсии.

Основные свойства насосных штанг со-противлению деформации и разрушению под действием напряжений определяются условиями прочности и жесткости. Условие прочности штанг на кручение:

$$\tau_{\max} = \frac{M_k}{W_p} \leq [\tau] \quad (1)$$

где:

τ_{\max} — максимальное касательное напряжение;

M_k — крутящий момент в исследуемом поперечном сечении;

W_p — полярный момент сопротивления;
 $[\tau]$ — допускаемое напряжение при кручении, устанавливаемое техническими нормами в зависимости от материала, характера работы конструкции и других условий.

$$W_p = \frac{\pi \cdot d^3}{16} \approx 0,2 \cdot d^3 \quad (2)$$

— для сплошного сечения.

$$W_p = \frac{\pi \cdot D^3}{16} \cdot (1 - \alpha^4) \approx 0,2 \cdot D^3 \cdot (1 - \alpha^4) \quad (3)$$

— для кольцевого сечения,

$$\alpha = \frac{d}{D}$$

где:

d — внутренний диаметр штанги,

D — наружный диаметр штанги.

Если на участке вала крутящий момент и площадь поперечного сечения постоянны, то взаимный угол закручивания концевых сечений этого участка:

$$\varphi = \frac{M_k l}{G J_p} \leq [\varphi] \quad (4)$$

— условие жесткости,

где:

l — длина рассматриваемого участка;

$G J_p$ — жесткость при кручении;

G — модуль упругости;

J_p — полярный момент инерции сечения стержня;

$[\varphi]$ — допускаемый угол закручивания.

$$J_p = \frac{\pi d^4}{32} \approx 0,1 d^4 \quad (5)$$

— для сплошного сечения;

$$J_p = \frac{\pi d^4}{32} (1 - \alpha^4) \quad (6)$$

— для кольцевого сечения.

Прочность тел труб НКТ 33x3,5, которые внедрялись на Аделяковском и Летнем месторождениях в качестве вращательной колонны, выше более чем в 2 раза насосных штанг сплошного сечения диаметром 22 мм, но в связи с тем, что на концах труб НКТ-33 имеется резьба с конусным сечением и внутренним диаметром 29,568 мм, то полярный момент сопротивления внутреннего диаметра резьбы в плоскости торца трубы ниже более чем в 2 раза, по сравнению с телом самой трубы, а также меньше полярного момента сопротивления штанг ШН-22, поэтому использовать трубы НКТ-33 в качестве вращательной колонны нельзя, т.к. очень большая вероятность обрыва трубы именно по резьбе. Перспективными штангами в качестве вращательной колонны являются полые штанги (рис. 2) с высаженными наружу концами, которые являются равнопрочными конструкциями.

По сравнению со штангами ШН-22, полые штанги ШНТ 32x4,5 по прочности пре-восходят в 2,26 раза, а ШНП 38x5 — в 3,6 раза [3]. Расчеты по определению полярного момента инерции показывают, что штанги ШН-22 по жесткости ниже полых штанг ШНТ 32x4,5 в 3,28 раза, а ШНП 38x5 в 6,3 раза. Полярный момент инерции полых устьевых штоков и сплошных штоков практически одинаков.

Внедрение приводной колонны кольцевого сечения на скважинах

С целью практического подтверждения проведенных теоретических расчетов на скважинах Северного, Ново-Шешминского и Краснооктябрьского месторождений были внедрены полые штанги (табл. 1). Основная цель внедрения полых штанг — снижение обрывов штанг, тем самым увеличение межремонтного периода.

Полые штанги ШНТ-32с толщиной стенки 4,5 мм ОАО «Очерского машиностроительного завода» были внедрены 17.09.2011 г. на скважине 3602 Северного месторождения, где они отработали более года, были извлечены по причине износа ротора, далее эти штанги были вывезены на базу.

Полые штанги ШНП-22 и ШНП-25 были приобретены в ООО «Элкам» (Пермь).

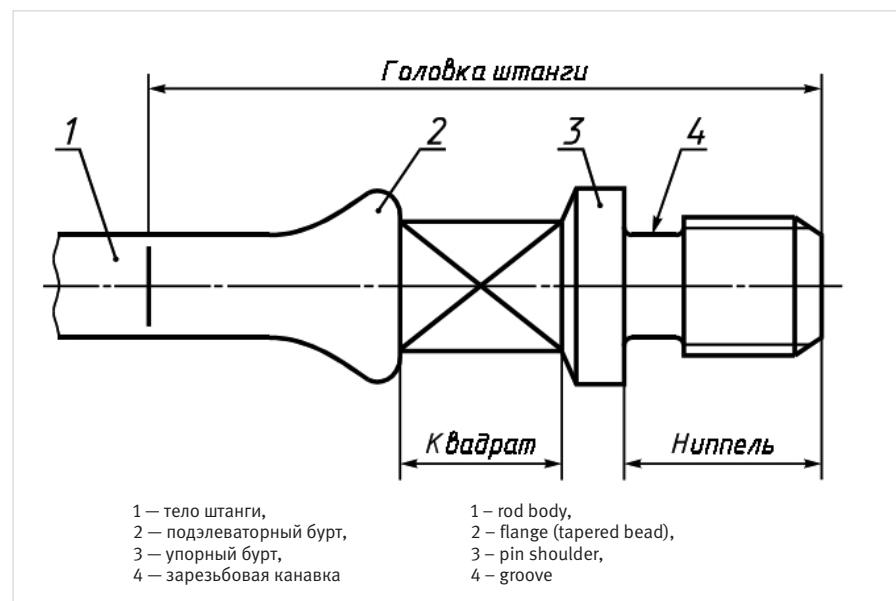


Рис. 1. Элементы насосной штанги
Fig. 1. Sucker rod elements

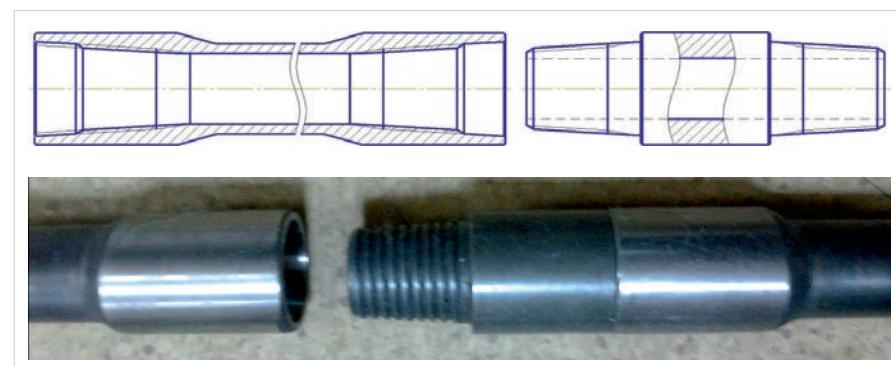


Рис. 2. Полая штанга
Fig. 2. Hollow rod

Наружный диаметр штанги ШНП-22 — 37 мм, толщина стенки 4 мм, диаметр ШНП-25 — 38 мм, толщина стенки — 5 мм. Полосы штанги были внедрены на 5 скважинах: 621, 9720, 3733, 3632, 9802. Головка штанг ШНП формируется специальным стержнем высадкой наружу, что дает равнoprочное сечение, одинаковый ровный канал по всей длине штанги.

На скважине 3602 ШНП были извлечены после отворота штанг, на скважине 621 — вследствие снижения продуктивности скважины, на скважине 3733 — вследствие обрыва ШНП, на скважинах 9720, 3632 и 9802 — вследствие износа насоса.

Поставленная цель по исключению обрывности вращательной колонны на 100 % не достигнута. За время эксплуатации УШВН с ШНП на скважинах 3733 и 9802 произошло 5 обрывов полых штанг по телу (рис. 4–6) под головкой штанги $\approx 3\div 5$ см. На рисунке 6 представлена фотография, на которой видно место неразъемного соединения головки и тела штанги.

Скважины 3733 и 9802 осложнены образованием стойкой водонефтяной эмульсии, вследствие чего нагрузки на привод, насос и штанги очень высокие, что влияет на

обрывность штанг [4, 5]. Также на скважинах 3733 и 9802 набор кривизны с высокими значениями интенсивности расположен в верхней части скважины, так, обрыв ШНП на скв. 9802 произошел на глубине 162 м, а интенсивность на глубинах 100 и 170 м составляет 2,04 и 2,10 градусов на 10 м соответственно.

Такая интенсивность кривизны обуславливает высокую амплитуду движения штанг, что приводит к повышенным вибрациям. При частой смене интенсивности образуются плечи [6–9], которые подобно «коромыслу» приводят к критическим значениям амплитуды при максимальных размахах колебаний штанг. При высокой

интенсивности кривизны штанги смещаются относительно центра оси НКТ и двигаются по периферии НКТ, происходит отклонение от положения равновесия. Эта же ситуация наблюдается и на скважине 3733, обрывы штанг на которой произошли на глубинах 82 и 154 м, набор кривизны на этой скважине начинается с 80 м (1,93 °/10 м) и до 170 м (2,10 °/10 м), на глубине 100 м интенсивность составляет 2,04 °/10 м.

Возможно, на скважине 3733 было дополнительно подклинивание ротора в статоре, вследствие наличия механических примесей в скважинной продукции, при этом на роторе видны сколы по всей длине (рис. 3 а).



Рис. 3 Обрыв штанги на скважине № 3733
Fig. 3 Rod parting at the well № 3733



Рис. 4. Обрыв штанги на скважине № 9802
Fig. 4. Rod parting at the well № 9802

Таб. 1. Внедрение полых штанг на скважинах АО «Шешмаойл»
Tab. 1. Implementation of hollow rod sat oil wells of Sheshmaoil JSC

№ п/п	№ скв.	Дата монтажа	Тип штанги	Дата демонтажа	Причина ПРС	Наработка, сут.
1	3602	17.09.2011	ШНП-32х4,5	08.10.2011	Обрыв подпьедестального патрубка по телу (сорвана резьба внутри муфты)	13
		13.10.2011		04.12.2011	Замена насоса	4
		13.12.2011		07.02.2012	Отворот 111-й НКТ-2,5"	3
		15.02.2012		03.04.2013	Износ эластомера и ротора, наличие солей в насосе	407
		20.05.2013		05.07.2013	Отворот на 98-й штанге	16
		Извлекли 05.07.2013 г., спустили ШН-22				
2	621	24.09.2013	ШНП-22	27.07.2014	Перевод под ШГН	274
Извлекли 27.07.2014 г. (низкий Ндин, внедрение УШГН)						
3	9720	18.03.2015	ШНП-25	25.01.2016	Замена НКТ с 2,5" на 3", высокая вязкость жидкости	34
		29.01.2016		23.12.2016	Износ эластомера	305
23.12.2016 г. перевод скважины в пьезометрическую категорию						
4	3733	23.01.2015	ШНП-22	01.06.2015	ГТМ. Замена насоса на 13Е-2600	99
		02.06.2015		08.12.2015	На 19-й штанге обрыв по телу, высокая вязкость нефти	107
		12.12.2015		19.03.2016	Утечки в НКТ. Отбраковка НКТ с поинтервальной опрессовкой 3 шт.	77
		24.03.2016		01.05.2016	На 10-й штанге обрыв по телу	18
		02.05.2016		15.07.2016	Обрыв полировки по телу	71
		17.07.2016		03.08.2016	ГТМ. Замена насоса на 32Е-1500, НКТ 2.5" на 3"	11
		05.08.2016		30.08.2016	На 19-й штанге обрыв по телу ШНП ближе к муфте	25
		02.09.2016		19.09.2016	На 10-й ШНП обрыв по телу перед ниппелем, замена ШНП на 1"	16
Извлекли 19.09.2016 г., заменили ШНП на обычные штанги ШН-25 (1")						
5	3632	20.12.2015	ШНП-22	25.12.2016	Износ насоса, замена на 28.35-300	347
		29.12.2016		27.10.2017	Износ эластомера	301
Извлекли 27.10.2017 г., заменили УШВН на УШГН						
6	9802	30.12.2015	ШНП-22	20.05.2016	На 20-й штанге обрыв по телу	90
		22.05.2016		15.12.2016	Обрыв полированного штока	170
		16.12.2016		16.01.2017	Замена насоса на 22Е-1800, НКТ 2.5" на 3"	29
Извлекли 16.01.2017 г., замена ШНП на ШН-25 (1")						

На скважинах 621, 3602, 9720 и 3632 интенсивность кривизны не превышает $2^{\circ}/10$ м:

- скв. 621 — максимальная интенсивность $0,65^{\circ}/10$ м на глубине 760 м;
- скв. 3602 — в основном интенсивность по всей длине составляет $0,2^{\circ}/10$ м, наибольшие значения интенсивности наблюдаются на глубинах 60 м ($1,9^{\circ}/10$ м) и 725 м ($1,6^{\circ}/10$ м);
- скв. 9720 — максимальная интенсивность $0,42^{\circ}/10$ м на глубине 440 м;
- скв. 3632 — максимальная интенсивность $1,23^{\circ}/10$ м на глубине 70 м.

Если обычные цельные штанги на искривленных скважинах могут быть «эластичными» вследствие своей конструкции, то полые штанги 1 с кольцевым сечением будут более жесткими, и в местах наибольших углов на них будут давить предельные нагрузки, в результате чего наибольшая нагрузка будет возникать именно в месте под головкой 2, в нашем случае — это место соединения 3 головки и тела (рис. 7). Необходимо отметить, что тело ШНП и головка выполнены одним материалом — холоднотянутой термообработанной упрочненной трубой из стали 45, с приведенным напряжением 85 МПа.

Скважины 621, 3602, 3632 и 9720 не подвержены осложняющему фактору — высокой интенсивности набора кривизны, обрывов штанг на данных скважинах не наблюдалось, поэтому рекомендуется использовать полые штанги с равнопрочной конструкцией в качестве приводной колонны для УШВН при интенсивности набора кривизны не более $1,8^{\circ}/10$ м.

Схожая картина наблюдается и при эксплуатации скважин с УШВН и штангами сплошного сечения, когда обрывы штанг случаются в основном на скважинах с интенсивностью более $1,9^{\circ}/10$ м.

Причина обрыва штанг ШНП — разрушение металла вследствие его хрупкости в месте начала высадки головки под воздействием высоких амплитудных колебаний и интенсивности набора кривизны скважины. Поэтому для снижения обрывности штанг на скважинах с высокими значениями интенсивности необходимо разработать амортизаторы-центраторы — устройства для гашения колебаний (демпфирования) и поглощения толчков и ударов штанг посредством превращения механической энергии движения (колебаний) в тепловую.

В отделе инноваций и экспертизы разработан центратор УШВН, который способен увеличить надежность колонны насосных штанг в связи с достижением необходимой центровки колонны насосных штанг по отношению к насосно-компрессорным трубам [10, 11]. Данный центратор проходит стендовые испытания.

Итоги

Обрывы штанг случаются в основном на скважинах с интенсивностью более $1,9^{\circ}/10$ м. Интенсивность кривизны обуславливает высокую амплитуду движения штанг, что приводит к повышенным вибрациям. При частой смене интенсивности образуются плечи, которые подобно «коромыслу» приводят к критическим значениям амплитуды при максимальных размахах колебаний штанг. Разработан центратор УШВН, который способен увеличить надежность колонны насосных штанг в

связи с достижением необходимой соосности колонны насосных штанг по отношению к насосно-компрессорным трубам.

Выводы

1. Эксплуатация полых штанг ШНТ и ШНП в качестве приводной колонны на 6 скважинах дала положительный результат, т.к. полые штанги выполнены с высаженными наружу концами, т.е. являются равнопрочными конструкциями.
2. Полые штанги по сравнению с обычными цельными штангами в несколько раз



Рис. 5. Обрыв штанги на скважине № 3733
Fig. 5. Rod parting at well № 3733

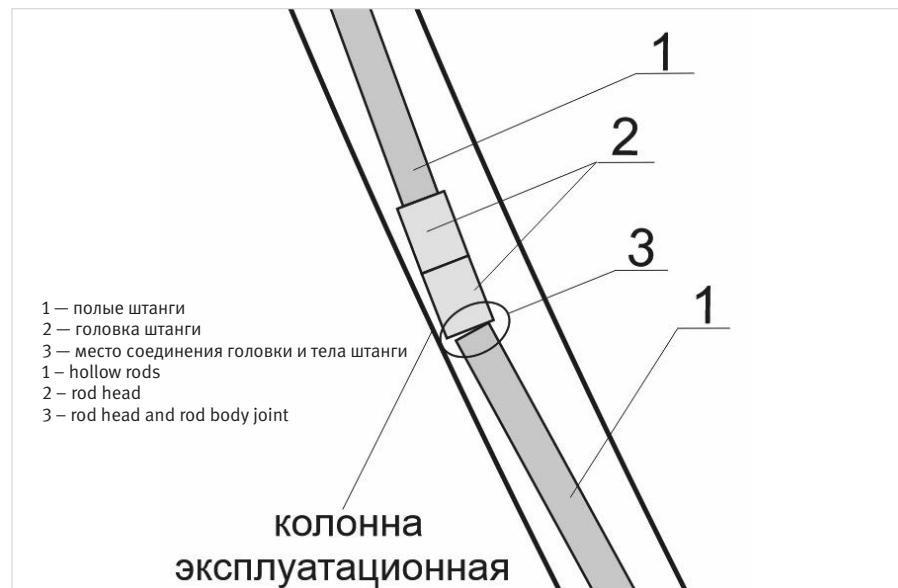


Рис. 6. Расположение полых штанг в скважине
Fig. 6. Placement of hollow rods in a wellbore



Рис. 7. Фото наплавленных головок на теле ШНП
Fig. 7. Image of rod ends welded to hollow ShNP sucker rod body

- превышают, согласно техническим расчетам, по прочности, жесткости, крутящему моменту.
3. За время эксплуатации скважин с ШНП произошло 5 обрывов по телу в месте контактных соединений головки штанги и тела (трубы) штанги.
 4. Рекомендуется использовать полые штанги с равнопрочной конструкцией в качестве приводной колонны для УШВН при интенсивности набора кривизны не более $1,8^{\circ}/10\text{ m}$.
 5. Причина обрыва штанг ШНП — разрушение металла вследствие его хрупкости в месте начала высадки головки под воздействием высоких амплитудных колебаний и интенсивности набора кривизны скважины.
- Литература**
1. Исаев А.А., Архипов К.И. Вращательная колонна кольцевого сечения для установки штангового винтового насоса с наземным приводом // Ученые записки АГНИ. 2011. Т. 9. С. 174–178.
 2. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Валиев Р.Ф., Шарифуллин А.А. Установка для подъема нефти из скважин. Патент № RU 135372 U1 от 10.12.2013.
 3. Исаев А.А. Совершенствование установок штанговых винтовых насосов // Инженерная практика. 2014. № 10. С. 52–58.
 4. Исаев А.А., Архипов К.И. Анализ эксплуатации скважин с наклонно-направленным профилем // Ученые записки АГНИ. 2010. Т. 8. С. 77–95.
 5. Исаев А.А., Архипов К.И. Влияние условий эксплуатации на обрывность колонны насосных штанг // Ученые записки АГНИ. 2015. Т. 13. № 1. С. 192–196.
 6. Исаев А.А. Разработка штанговых лопаток для винтовых насосных установок при эксплуатации осложненных скважин. Уфа: УГНТУ, 2016. 126 с.
 7. Исаев А.А., Архипов К.И. Выявление факторов, снижающих работоспособность насосных штанг (на примере нефтяных компаний Республики Татарстан) // Территория Нефтегаз. 2015. № 5. С. 14–20.
 8. Исаев А.А., Архипов К.И. Влияние максимального угла наклона скважины и числа оборотов ротора насоса на наработку штанг // Ученые записки АГНИ. 2015. Т. 13. № 1. С. 179–185.
 9. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А., Бородин Н.А., Афанасьева Л.А., Хасанов Л.Р. Долговечность штанг при эксплуатации скважин установками штанговых винтовых насосов и разработка центраторов для насосных штанг // Ресурсы европейского севера. Технологии и экономика освоения. 2016. № 2. С. 16–26.
 10. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Валиев Р.Ф. Насосная штанга с центрирующим элементом. Патент № RU 2523267 C1 от 17.04.2013.
 11. Исаев А.А. Разработка центрирующих устройств для снижения износа штанговой колонны УШВН // Ученые записки АГНИ. 2018. Т. 17. С. 56–60.

ENGLISH

Results

Rod partings occur mainly in wells with a dogleg severity over $1.9^{\circ}/10\text{ m}$. Dogleg severity causes a high amplitude of rod movement, which leads to increased vibrations. At frequent changes in dogleg severity, a rocker-like arms occur, that lead to critical values of amplitude at maximum levels of rods' oscillations. A centralizer for PCP units has been developed, which is capable of enhancing the reliability of sucker rods string by providing the required alignment of sucker rods strings with the tubings.

Conclusions

1. Operation of hollow rods ShNT and ShNP as a drive string in 6 wells yielded a positive result, since hollow rods are made with the externally upset ends, i.e. they are uniformly strong structures.

2. Technical calculations show that hollow rods exceed the strength, rigidity and torque of conventional solid rods by several times.
3. There have been 5 cases of rod breakage along the body at the joints of the rod head and the rod (tube) body during the operation of wells with the ShNP rods.
4. It is recommended to use hollow rods having uniformly strong structure as a driving string for PCP units at the dogleg severity not exceeding $1,8^{\circ}/10\text{ m}$.
5. The cause of ShNP rods parting is destruction of metal due to its brittleness at the rod head upsetting point under the action of high amplitude oscillations and borehole's dogleg severity.

References

1. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Rotational column of ring cross section for the beam screw pumping unit with ground drive unit. Uchenye zapiski AGNI, 2011, Vol. 9, P. 174–178. (In Russ.).
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Valiev R.F., Sharifullin A.A. Installation for lifting oil from wells. Patent No. RU 135372 U1 dated 10.12.2013. (In Russ.).
3. Isaev A.A. Improvement of PCP units. Engineering practice, 2014, issue 10, P. 52–58. (In Russ.).
4. Isaev A.A., Arkhipov K.I. An analysis of well operation equipped by a screw sucker-rod pumping units. Uchenye zapiski AGNI, 2010, Vol. 8, P. 77–95. (In Russ.).
5. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Effect of operation conditions on parting of pumping rods. Uchenye zapiski AGNI, 2015, Vol. 13, issue 1, P. 192–196. (In Russ.).
6. Isaev A.A. Development of sucker rod blades for screw pumping units during operation of complicated wells. Ufa: USPTU, 2016, 126 p. (In Russ.).
7. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Determination of factors decreasing working efficiency of pump rods (in the context of oil companies of the Republic of Tatarstan). Territoriya Neftegaz, 2015, issue 5, P. 14–20 (In Russ.).
8. Isaev A.A., Arkhipov K.I. Effect of maximum angle of borehole inclination and cumulative number of pump rotor revolutions on rods' service life. Uchenye zapiski AGNI, 2015, Vol. 13, issue 1, P. 179–185. (In Russ.).
9. Isaev A.A., Malyhin V.I., Sharifullin A.A., Borodin N.A., Afanaseva L.A., Hasanov L.R. Durability of rods when operating oil wells with PCP units and development of centralizers for sucker rods. Resources of the European North. Exploration technologies and economics, 2016, issue 2, P. 16–26. (In Russ.).
10. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Valiev R.F. Sucker rod with centering element. Patent No. RU 2523267 C1 dated 17.04.2013. (In Russ.).
11. Isaev A.A. Development of centralizing devices to reduce wear of the sucker rod string of a PCP unit. 2018, Vol. 17, P. 56–60. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Isaev Anatoliy Andreevich, candidate of Engineering Sciences, Leading Engineer of Department for Innovations and Examination, Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НПО «ПОЛИЦЕЛЛ»

ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Реагенты и материалы для буровых растворов на водной основе

Реагенты – стабилизаторы, регуляторы фильтрации и реологических свойств
Крахмальные реагенты Поликр
Смолополимер ФХЛС, ФЛСФ, Полиреотин
Реагент гуматный ПолирГМ
Биоксан, КМЦ-ТС, ПАЦ-Н, ПАЦ-В

Смазочные добавки

Жидкие – СМЭГ, Полиэколуб
Сухие - Микан, Силанж

Противоприхватная добавка Полиантифрик
Противосальниковая добавка Полидеглэнд

Ингибиторы глин

Полиэколь, Полиэкосил
Политексол, ПолиАминал

Пеногасители

Жидкие –Полидефом и Полидефомер
Сухие- Полифосфом и Полидефолуб

Составы для приготовления тяжелых жидкостей

ПолиСТЖ-1600, -1800,-2100

Реагенты и материалы для цементирования скважин

Микронизированные цементы
Ультрацемент-5, Ультрацемент-7,
Ультрацемент-10

Функциональные добавки для к цементным растворам и составы для приготовления буферных жидкостей

Полицем Пласт, Полицем Газблок,
Полицем Стаб, Полицем СТП ,Полицем Дефом, Полицем ПБ-С

Водоизолирующие и тампонирующие составы

Полимерные композиции
Гелеобразующий реагент Полиэкспан
Реагент Полиблок (водоизолирующий и кольматирующий)
Реагент Полигель КСМ (гелеобразующий)
Реагент Полигель АСМ
Водоизолирующий состав Политан
ПолиИзолит

Кольматирующие наполнители (Кольматанты)
Слюдяные кольматирующие наполнители марок К, КФ, КФ-Ц
Комплексные кольматирующие наполнители
Реагент-наполнитель Полиплаг
Армирующий наполнитель Полифибр

Россия, 600020, г. Владимир, ул. Линейная, д.3
e-mail: mail@npo-polycell.ru

(4922) 32-68-84, 32-51-40
www.npo-polycell.ru

Реагенты и материалы для РУО

Состав для приготовления буровых эмульсий Полиэмульсан
Эмульгатор Полиойлчек Стаб
Органобентонит Полиолеогель
Гидрофобизатор Полиойлчек Гидрофоб
Понизитель фильтрации Полиойлчек Фильтр
Регулятор вязкости Полиойлчек Вис

Системы и концентраты буровых растворов

Система бурового раствора Полиэконол-Флора
Система бурового раствора Полиэконол-Аква
Система бурового раствора Полибур-Турбо
Система бурового раствора Полиформ
Коллоид-полимерная сухая смесь КПСС

Реагенты и материалы для РИР и КРС

Реагент ПолиПАВ
Технологическая жидкость ПолиРИР
Кремнийорганический полимерный состав Полискреп
Реагент ПолиРР
Тампонажная сухая смесь ПолиТГП
Тампонирующий материал Полифильтрол
Состав для ликвидации поглощений Полиблокатор Комби

Реагенты специального назначения

Полипрон, Полидеэмульзол
Полидегидрат, Полибакцид



Потенциал применения титана на объектах газо- и нефтедобычи

ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» является сегодня одним из ключевых производителей титановых полуфабрикатов в мире и остается единственным в России интегрированным производителем титановой продукции, включая готовое оборудование.

На предприятии освоен выпуск продукции из 33 сплавов на базе титана, созданы целевые сплавы под заданные рабочие характеристики детали/изделия. Все эти наработки используются в высокотехнологичных отраслях: авиастроении, кораблестроении, атомной энергетике, химической и нефтехимической промышленности, в нефтегазодобывающем комплексе.

Применение титановых сплавов как конструкционных материалов является уже традиционным при изготовлении оборудования для орошения морской воды, в сооружении морских платформ для разведки месторождений, добычи нефти и природного газа на шельфе. Применение титана в этой области будет расти, так как сегодня центр материальной нефтегазодобычи всё больше смещается в северные территории, в зону отрицательных температур и сложных природных рельефов, что ведет к увеличению себестоимости добываемых нефти и газа и предъявляет дополнительные требования к надежности и долговечности оборудования (таб. 1).

Титановые сплавы с успехом применяются

как на объектах морского базирования (платформы различного назначения, обустройство береговых терминалов для целей сжижения/регазификации природного газа), так и для объектов материковой зоны (газовые турбины, подогреватели газа, технологическое оборудование для организации процесса синтеза сложных углеводородов на базе природного газа с внедрением галогенов и других соединений). Основным требованием к материалу в области нефтегазодобычи является его устойчивость к коррозионному воздействию хлор-иона (присутствует в морской воде, пластовых водах, технологических средах обслуживания скважин и т.д.), серосодержащих соединений (тиосульфаты, сероводород и т.п.), так как в отличие от нержавеющих сталей и специальных сталей титановые сплавы обладают иммунитетом к межкристаллитной коррозии.

Мировой опыт эксплуатации оборудования систем морской воды, изготовленных из углеродистой стали и медных сплавов, показывает, что срок их службы практически полностью, особенно в условиях низких

гидростатических давлений, определяется коррозионной стойкостью этих материалов в реальных конструкциях труб и оборудования, которые вследствие резко переменной формы и размеров сечения проточной части формируют турбулентное отрывное течение с высокими местными скоростями воды, вызывающими вследствие низкой поляризуемости указанных материалов наиболее опасный вид коррозии — струевую. Титан в условиях струевой коррозии оказался абсолютно устойчивым, скорость коррозии медьсодержащих сплавов под воздействием морской воды увеличилась в 10 раз. Допустимая скорость морской воды в системах из титановых сплавов достигает 30 м/с — это позволяет безопасно повысить скорость потока в системах с трубопроводом меньшего диаметра и меньшего радиуса изгиба труб. Способность титана выдерживать высокоскоростной поток рабочей среды в сочетании с низкой адгезией позволяет противостоять микробиологическому обрастанию и механическим заносам рабочего пространства теплообменного и емкостного оборудования.

Таб. 1. Потенциальные направления использования титановых полуфабрикатов с указанием видов и сплава

Область применения	Перечень применяемых полуфабрикатов	Сплавы на базе титана	Показания к применению, наличие практики применения	Наличие/отсутствие рисков
Газоперекачивающие установки в составе газовых турбин	Поковки/штамповки/диски, сортовой прокат	Bt6, Bt8, Bt3-1, Bt9 и др. высокопрочные сплавы	Высокие прочностные характеристики/практика применения в авиационных двигателях	Отсутствуют: серийная технология МПП Салют, УМПО, ПЗмаш и другие
Трубопроводные системы платформ континентального шельфа, береговых терминалов, придонного оборудования	Трубы бесшовные, продольно-сварные, элементы трубопроводов	Bt1-0 (зарубежный аналог Gr2), От4-0. Возможно применение морских сплавов: Пт-3В, Пт-1М, Пт-7М, ЗМ	Высокие коррозионные свойства к хлор-иону, сероводороду и др./ Практика применения в военном кораблестроении, оросительных установках, в установках получения поваренной соли (NaCl)	Риски: малая практика конструирования на предприятиях РФ в области обустройства и аппаратурного оформления объектов добычи, сепарации, сжижения природного газа, как следствие, отсутствие конструкционных решений по совместному применению титана и стандартных конструкционных сталей; методик расчета с учетом прочностных и теплопередающих характеристик титана; необходимость создания нормативной базы
Запорная, регулирующая арматура, корпуса для оборудования при проведении геодезии, контроля и обслуживания скважин	Штампованные заготовки корпусов задвижек, клапанов и т.д.	Сплавы Bt1-0, Bt6, ЗМ, Пт-3В, От4-0	Высокие механические и коррозионные свойства, применим опыт производства корабельной арматуры, малая плотность	Отсутствуют. Требуется сертификация на соответствие требованиям «Газпрома», достаточное количество российских производителей с обширной практикой работы по титану со своими КБ
Технологическое оборудование (теплообменники, сепараторы)	Сортовой, трубный, плоский прокат. Готовое оборудование	Титан марки Bt1-0, От4-0	Высокие коррозионные свойства, малая плотность. Применим опыт использования МЛСП «Приразломная», Сахалин-1,2	Аналогично направлению по трубопроводам

Таб. 2. Коррозионная стойкость титановых сплавов

Вид коррозии	Медные сплавы	Сталь 316	Н/сталь 6Mo и дуплекс	Титановые сплавы
Общая	Стойкие/Нестойкие	Стойкая	Стойкие	Стойкие
Щелевая	Нестойкие	Нестойкая	Нестойкие (>25 °C)	Стойкие (<80 °C)
Питтинг	Нестойкие	Нестойкая	Стойкие	Иммунные
Коррозионная усталость	Нестойкие	Нестойкая	Нестойкие	Иммунные
Микробиологическая коррозия	Нестойкие	Нестойкая	Нестойкие	Иммунные
Коррозия сварного шва	Нестойкие	Нестойкая	Нестойкие	Иммунные
Эрозия-коррозия	Нестойкие	Стойкая	Стойкие	Весьма стойкие

Сравнительные характеристики коррозионной стойкости медно-никелевых сплавов, легированных сталей и титановых сплавов

Условия эксплуатации нефтепромыслового оборудования во многом аналогичны условиям эксплуатации изделий судового машиностроения, однако имеются и довольно существенные отличия:

- более высокая степень минерализации пластовой воды;
- наличие в рабочих средах сероводорода и углекислого газа;
- наличие аэробных и анаэробных (особенно сульфиообразующих) составляющих в продуктах добычи и окружающей среде;
- повышенные температуры рабочих сред;
- пониженные температуры атмосферы до -40...-50 °C;
- возможность солевых и парафинообразных отложений на поверхностях;
- высокое давление рабочих сред;
- наличие абразивных компонентов в транспортируемых продуктах.

Разумная техническая политика должна предусматривать применение на судах высокоресурсных материалов и оборудования, особенно для систем морской воды, обеспечивающих безремонтный срок службы, равный сроку службы судна, — 25–30 лет при наработке 100 тыс. ч и более, для плавучих морских установок требуемый ресурс безремонтной работы составляет 40–45 лет.

Экспертные оценки коэффициента интенсивности эксплуатации и наработки различных систем забортной воды судов и объектов морской техники в течение срока службы 25 лет свидетельствуют, что для основных систем охлаждения судов, плавбаз, плавучих электростанций и буровых требуемая наработка значительно превышает принятую норму 100 тыс. ч.

Титан стоек к щелевой коррозии в морской воде при температурах до 80 °C, в то время как для некоторых нержавеющих сталей пределом является 10 °C (таб. 2).

Для коррозионно-стойких сталей всех видов постоянной проблемой является питтинг, особенно в присутствии хлоридов, где титановые сплавы имеют широкий диапазон высокого коррозионного сопротивления питтинговой и щелевой коррозии в отличие от традиционно применяемых сталей типа 316L, SAF 2205.

Опыт применения титановых сплавов в зарубежной и отечественной практике строительства плавучих морских платформ

Комплекс инженерных сооружений для разработки шельфовых нефтегазовых месторождений включает автономные стационарные или плавающие установки (платформы) массой до 300 тыс. т, скважинное оборудование, придонное оборудование массой до 1 500–2 000 т, кабельные системы дистанционного управления скважинами, гибкие трубопроводы с системами подвески и уравновешивания, транспортные подводные трубопроводы большого сечения, суда для укладки трубопроводов, нефтеналивные суда, береговое оборудование и другие виды оборудования.

Применение титановых сплавов перспективно для следующих систем и оборудования для освоения нефтегазовых месторождений на шельфе: глубоководные бурильные райзеры; обсадные трубы; добывающие райзеры; насосы и системы забортной, питьевой, буровой и попутной воды; трубопроводы циркуляционной системы технологических растворов; сепараторы жидкостные, теплообменное оборудование различного назначения; сосуды высокого давления; высокопрочные гибкие растяжки для фиксации платформы.

Впервые титановый теплообменник в схеме очистки нефти был введен в эксплуатацию в 1969 г. в США. Первый титановый буровой райзер был установлен на морской промысловой платформе «Хейдрун» (Heidrun), что привело в итоге к более широкому применению титана как конструкционного материала для гибких промысловых райзеров и систем трубопроводов. В дальнейшем титан нашел широкое применение на нефтяных буровых платформах, используемых норвежскими и американскими фирмами.

При разработке месторождения в Обско-Тазовской губе на добывающем судне применяется подогреватель флюида с трубным пучком, выполненным из титана марки BT1-0 на производственных мощностях ВСМПО по документации ОАО «ТАТНИИНЕФТЕМАШ». Необходимость использования титана на этом объекте продиктована выбором коррозионно-стойкого материала: титан отличается высокой коррозионной стойкостью к микробиологической коррозии, а именно к

сульфидным бактериям, которые особенно активны в нефтепродуктах с высоким содержанием серы.

Для проекта МЛСП «Приразломная» для титана как конструкционного материала уже значительно возросла, Корпорация поставила под проект около 120 т титана, из них около 50 т — это оборудование и элементы трубопроводов.

По мере создания всё более глубоководных систем морской нефтедобычи резко возросла необходимость применения титановых сплавов для изготовления подводного оборудования. Так, большинство компаний предсказывает достижение к 2025 г. уровня глубин до 2,5 км. При этом значение применения титана возрастает по трем основным причинам:

- ряд элементов подводного оборудования требует использования сплавов с высокой удельной прочностью и малым модулем упругости;
- требование экономии массы оборудования на платформе. По данным компании Shell Oil, снижение массы подводного оборудования на 1 т позволяет уменьшить массу опорного оборудования на 3 т, что равнозначно экономии около 150 тыс. долларов. Каждый лишний фунт оборудования на палубе платформы или добывающего судна обходится в 6,5 доллара;
- титан и его сплавы обладают высокой надежностью, в том числе и высокой коррозионной стойкостью в морской воде и в рабочих средах при нефтедобыче.



Менеджеры ПАО «Корпорация ВСМПО-АВИСМА» всегда готовы к сотрудничеству.

Все интересующие вопросы можно задать по телефонам:

+7 (34345) 6-29-12

+7 (34345) 6-00-37

Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов

Еремян Г.А., Рукавишников В.С.

Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета, Томск, Россия
eremyanga@hw.tpu.ru

Аннотация

В работе рассматривается решение задачи выделения качественных моделей, полученных в результате автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей. Численное моделирование месторождения включает три основных этапа: создание статической геологической модели, построение на ее основе динамической фильтрационной модели, а также итеративный процесс адаптации созданной геолого-гидродинамической модели. На основе выбранных садаптированных моделей производятся прогнозные расчеты, позволяющие оценить неопределенности прогноза и связанные с ними риски. Целью данной работы является изучение критерии качества адаптации модели и обоснованности их использования на примере синтетической модели нефтяной залежи. Результаты данного исследования показывают недостатки использования значения целевой функции как единственного критерия качества адаптации модели, а также указывают пути к более обоснованному выделению качественных моделей.

Материалы и методы

Основными методами в работе являются численное геолого-гидродинамическое моделирование, сравнительный анализ и вычислительный эксперимент с использованием синтетической модели нефтяной залежи.

Ключевые слова

качество адаптации, критерии качества, целевая функция, оптимизационный алгоритм, автоматизированная адаптация, автоадаптация модели, геолого-гидродинамическое моделирование, нефтяное месторождение, численная модель

Благодарность

Авторы выражают благодарность Томскому политехническому университету и ООО «Газпромнефть НТЦ» за возможность проведения настоящего исследования в рамках совместного научно-исследовательского проекта на тему «Создание методологии адаптации геолого-гидродинамических моделей, управляемой геологическими неопределенностями», а также за разрешение опубликовать полученные результаты работы.

Для цитирования

Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Критерии качества автоматизированной адаптации геолого-гидродинамической модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 76–79. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10117

Поступила в редакцию: 20.11.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276:532:519.876 | Original Paper

Quality criteria for automated history matching of hydrocarbon reservoir models

Eremyan G.A., Rukavishnikov V.S.

Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
eremyanga@hw.tpu.ru

Abstract

The paper considers identifying of high-quality models obtained after automated history matching of hydrocarbon reservoir models. Numerical reservoir modeling consists of three main stages: creation of a static geologic model, construction of a dynamic filtration model on its basis and an iterative process of history matching of the created reservoir model. Based on the selected history matched models, predictive simulations are made to estimate the forecast uncertainties and associated risks. The purpose of this work is to study the quality criteria for the history matched models and the validity of their use on the example of a synthetic reservoir model. The results of this study show disadvantages of using the value of the objective function as the only quality criteria. Also, ways are indicated for a more reasonable selection of desired quality models.

Materials and methods

The main methods in this study are numerical reservoir simulation, comparative analysis and computational experiment using a synthetic reservoir model.

Keywords

history matching quality, quality criteria, objective function, optimization algorithms, automated history matching, reservoir simulation, oil field, numerical model

For citation

Eremyan G.A., Rukavishnikov V.S. Quality criteria for automated history matching of hydrocarbon reservoir models. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 76–79. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10117

Received: 20.11.2020

Введение

В настоящее время геолого-гидродинамические модели повсеместно применяются при разработке месторождений углеводородов. Численные модели позволяют интегрировать комплексные данные о пласте, имитировать фильтрацию флюида и помогают принимать более обоснованные решения по разработке месторождений. Численное моделирование месторождения включает три основных этапа: создание статической геологической модели, построение на ее основе динамической фильтрационной модели, а также итеративный процесс адаптации созданной геолого-гидродинамической модели. Роль адаптации заключается в приведении расчетных показателей разработки месторождения в соответствие с историческими. Адаптация модели производится путем настройки параметров модели в пределах их неопределенности. Широкое распространение получили способы автоматизированной адаптации, или автоадаптации, когда параметры модели итерационно подбираются оптимизационным алгоритмом на основе значений целевой функции, чтобы минимизировать ее значение. В свою очередь целевая функция включает в себя расхождения расчетных и исторических показателей, таким образом характеризуя точность воспроизведения моделью истории работы скважин месторождения.

Важной инженерной задачей является выделение качественных моделей по результатам автоадаптации. В дальнейшем на основе этих моделей производятся прогнозные расчеты, позволяющие оценить неопределенности прогноза и связанные с ними риски. Целью данной работы является изучение критериев качества адаптации модели и обоснованности их использования на примере синтетической модели нефтяной залежи.

Описание синтетической модели

В качестве инструмента для проверки аналитических умозаключений используется синтетическая модель нефтяной залежи SRM-6, построенная для выполнения множественных численных экспериментов. Модель состоит из 6 скважин, из которых 3 добывающие и 3 нагнетательные (рис. 1). Толщина пласта изменяется от 11 до 14 метров. Имитируется разработка методом заводнения с 7 годами истории, полученной путем расчета модели при истинных значениях параметров адаптации.

В качестве параметров адаптации выбрано 8 параметров, отвечающих за проницаемость, водонасыщенность и уровень зеркала свободной воды. Для вычислительных экспериментов по автоадаптации выбраны такие параметры модели, которые сильно влияют на динамику фильтрации пластовых флюидов и, как правило, обладают наибольшей неопределенностью.

В качестве оптимизационного алгоритма в работе использовалась эволюционная стратегия, отличающаяся простотой для понимания, прозрачностью в реализации и эффективностью в поиске глобального оптимума [1, 8–10].

Результаты расчетов на синтетической модели

В большинстве существующих на сегодняшний день публикаций по автоадаптации

значение целевой функции рассматривается как основной критерий качества адаптации модели [2, 4, 6, 7]. В некоторых публикациях [3] вводится отдельная метрика для описания качества адаптации. Создание отдельной метрики особенно актуально в случае, когда сравниваются разные формулировки целевой функции, и ее численное значение для одних и тех же моделей становится разным, делая сравнение между собой невозможным.

Рассмотрим связь целевой функции с критериями качества адаптации модели, принятыми в нефтегазовых компаниях. В то время как целевая функция является математическим описанием невязок между расчетом и историей, критерии качества адаптации представляют собой заданный набор невязок с пороговыми значениями, при достижении которых адаптация считается качественной (рис. 2).

Существует три причины, по которым использование значения целевой функции как единственного критерия качества адаптации модели некорректно и необоснованно.

Первая причина в том, что в общем случае минимизация целевой функции не гарантирует улучшение качества адаптации, то есть расчетные показатели работы скважин и разработки месторождения не обязательно будут становиться всё ближе к историческим. Наглядный пример из публикации [5] этого показан на рисунке 3. При расчетах на

модели SRM-6 была осуществлена имитация заколонного перетока в добывающей скважине P2. Обводненность резко выросла до 99,9 % и держалась на протяжении трех месяцев с сентября по ноябрь 2011 года. Дебит нефти упал до 0,001 м³/сут. Затем после ремонтно-изоляционных работ в декабре 2011 года дебит нефти вернулся к уровню до заколонного перетока.

Значение целевой функции в ходе адаптации уменьшалось, как и положено при оптимизации. Данный эффект приводит к тому, что оптимизатор, пытаясь минимизировать значение целевой функции, игнорирует адаптацию на других участках, где отсутствует описанный эффект. Как мы видим на рисунке, с каждой итерацией значение целевой функции уменьшается, но показатели работы скважин всё хуже воспроизводятся моделью, то есть такая целевая функция не характеризует качество адаптации.

Вторая причина связана с интегральным характером целевой функции. Как правило, на практике для разных показателей разработки применяются разные уровни допустимых отклонений при приемке адаптированных моделей. Целевая функция является суммарным показателем, который характеризует общее расхождение, при этом не проверяя каждую скважину и компонент целевой функции. Например, целевая функция может иметь

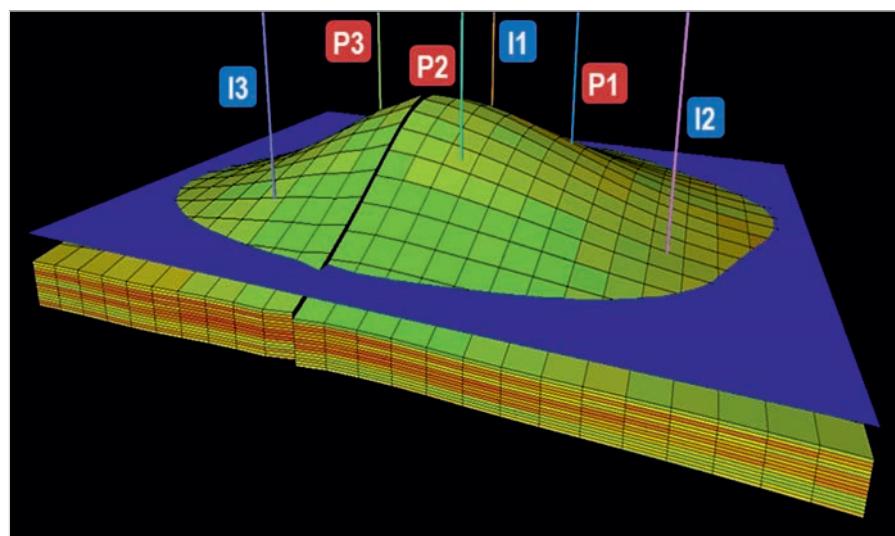


Рис. 1. Синтетическая модель нефтяной залежи SRM-6 в 3D-окне
Fig. 1. Synthetic reservoir model SRM-6 in 3D window

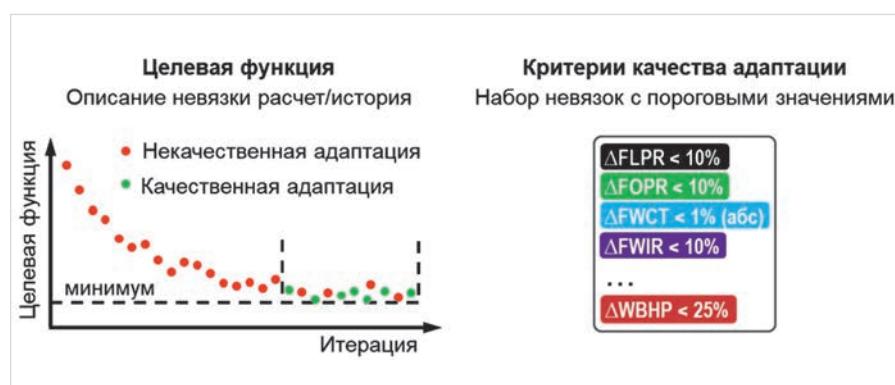


Рис. 2. Связь целевой функции с критериями качества адаптации
Fig. 2. Objective function and history match quality criteria

низкое значение за счет близкой адаптации по забойным давлениям, но при этом иметь отклонения по дебитам нефти выше допустимых для признания адаптации качественной. На рисунке 4 показано распределение значений целевой функции для набора из 600 моделей, полученных в

результате работы алгоритма оптимизации.

Модели разделены на 2 группы в соответствии с удовлетворением или неудовлетворением критериями качества адаптации, принятых в ООО «Газпромнефть НТЦ». Пересечение распределений для случаев с качественной и некачественной адаптацией

говорит о том, что не существует такого значения целевой функции, ниже которого все модели были бы удовлетворительного качества, а выше — неудовлетворительного. В данном примере большинство моделей с целевой функцией ниже 21,7 удовлетворяют критериям качества адаптации. Однако в интервал значений целевой функции от 10 до 21,7 попадает некоторое количество моделей, не удовлетворяющих критериям качества. Аналогичная ситуация для моделей с удовлетворительным качеством адаптации со значениями целевой функции от 21,7 до 30. Таким образом, значение целевой функции на пересечении распределений не может быть строгим критерием качества адаптации модели.

Третья причина связана с формализацией в области применения геолого-гидродинамических моделей в нефтегазовой промышленности. Каждая компания может иметь свой набор критерии качества адаптации моделей либо ссылаться на существующие нормативные документы. Дело в том, что подобный набор критериев по допустимым расхождениям не связан напрямую математически со значением целевой функции. Таким образом, минимизировав целевую функцию, невозможно утверждать об удовлетворительном качестве адаптации без введения конкретного набора критериев качества адаптации, принятого

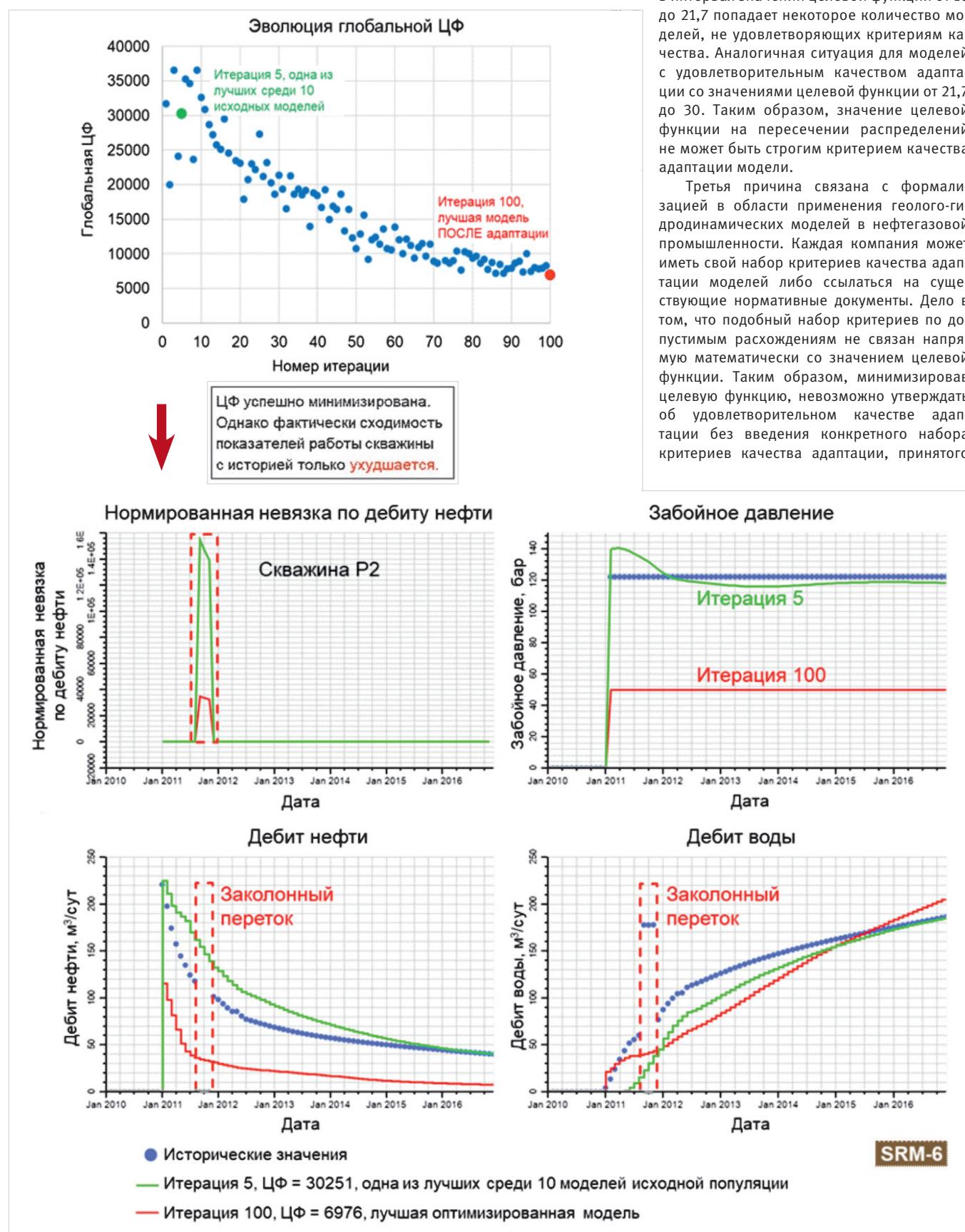


Рис. 3. Пример ухудшения качества адаптации при использовании целевой функции, нормированной на исторические значения
Fig. 3. Example of history matching quality deterioration when using the objective function normalized to the observed values

в компании или государственном органе, принимающем геолого-гидродинамическую модель месторождения.

Итоги

В практике геолого-гидродинамического моделирования месторождений углеводородов критерии качества адаптации представляют собой набор допустимых расхождений показателей работы скважин и разработки месторождения. В основу организации и проведения экспертизы цифровых геологических и фильтрационных моделей в проектных документах на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений положены требования отраслевых регламентов.

Выводы

Результаты множественных вычислительных экспериментов на основе численной модели нефтяной залежи показали, что минимизация целевой функции алгоритмом оптимизации не гарантирует достижения качественной адаптации геолого-гидродинамической модели. Выделение качественно садаптированных моделей должно производиться в соответствии с формальными критериями, принятыми в нефтяной компании.

Представленные результаты являются частью исследования по разработке методики выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации. Дальнейшим направлением работ является изучение степени и характера влияния на эффективность целевой функции математического выражения невязок, компонентного состава и способов взвешивания целевой функции.

Литература/References

- Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 58–61. Shishaev G.Y., Matveev I.V., Eremyan G.A., Demyanov V.V., Kaygorodov S.V. Geologically plausible computer-aided

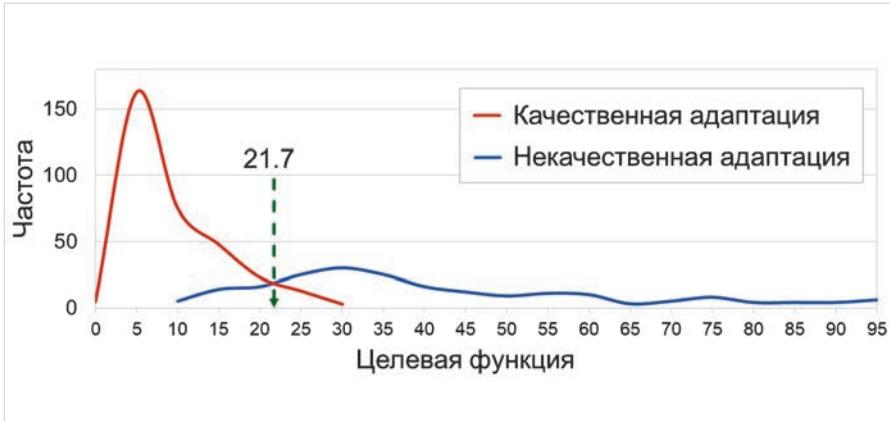


Рис. 4. Распределение значений целевой функции для случаев с удовлетворительным и неудовлетворительным качеством адаптации

Fig. 4. Distribution of objective function values for cases with satisfactory and unsatisfactory history match quality

- history matching on the example of one the oil fields. Oil Industry, 2020, issue 6, P. 58–61. (In Russ.).
- Almeida F.L.R., Formentin N.H., Maschio C., Davolio A., Schiozer J.D. Influence of additional objective functions on uncertainty reduction and history matching. Copenhagen, Denmark, 2018, 11–14 June, SPE Europec featured at 80th EAGE Conference, SPE-190804-MS.
- Bertolini A.C., Schiozer J.D. Influence of the objective function in the history matching process. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, Vol. 78, issue 1, P. 32–41. (In English)
- Carneiro J., Azevedo L., Pereira M. High-dimensional geostatistical history matching. Computational Geosciences, 2018, Vol. 22, issue 1, P. 607–622.
- Eremyan G., Matveev I., Shishaev G., Rukavishnikov V., Demyanov V. How does the definition of the objective function influence the outcome of history matching? Conference Proceedings, ECMOR XVII, 14–17 September, Vol. 2020, P. 1–14.
- Ferreira C.J., Davolio A., Schiozer D.J. Use of a probabilistic and multi-objective history matching for uncertainty reduction for the norne benchmark case. France, Paris, 2017, 12–15 June, SPE Europec featured at 79th EAGE Conference. SPE-185837-MS
- Hutahaean J.J., Demyanow V., Christie M.A. Impact of Model Parameterisation and Objective Choices on Assisted History Matching and Reservoir Forecasting. 2015. SPE-176389-MS.
- Ishibuchi H., Tsukamoto N., Nojima Y. Evolutionary many-objective optimization: A short review. Proceedings of 2008 IEEE Congress on Evolutionary Computation, Hong Kong, June 1–6, 2008, P. 2424–2431.
- Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V.V., Kaygorodov S. Geology realism control in automated history matching. Conference Proceedings, ECMOR XVII, 14–17 September, Vol. 2020, P. 1–9.
- Matveev I.V., Shishaev G.Y., Eremyan G.A., Demyanov V.V. Geology Driven History Matching, 2019, SPE-196881-MS.

ENGLISH

Results

In the practice of reservoir modeling the history matching quality criteria are set of acceptable discrepancies in well performance and field development indicators. The organization and examination of digital reservoir models in project documents for the development of oil and gas fields is based on the requirements of industry regulations.

Conclusions

The results of multiple computational experiments based on the synthetic numerical model of an oil reservoir showed that minimizing the objective

function by the optimization algorithm does not guarantee the achievement of a high-quality history matched models. The selection of history matched reservoir models should be carried out in accordance with the formal criteria adopted by the oil company.

The presented results are a part of the research aiming to develop a methodology for optimal objective function formulation for history matching. A further area of work is the research of influence of the other objective function formulation aspects on the efficiency of the objective function for history matching. In particular, it is necessary to study the influence of the mathematical expression of the mismatch, inclusion of components and weighing methods.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Еремян Грачик Араикович, инженер-исследователь,
Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового
дела Томского политехнического университета, Томск, Россия.
Для контактов: eremyanya@hw.tpu.ru

Рукавишников Валерий Сергеевич, директор, Центр подготовки и
переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета, Томск, Россия.

Eremyan Grachik Araikovich, research engineer, Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia.
Corresponding author: eremyanya@hw.tpu.ru

Rukavishnikov Valeriy Sergeevich, director, Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia.



Машиностроительный комплекс ПАО «Татнефть»

Стратегия развития машиностроительного комплекса группы «Татнефть» направлена на производство качественной продукции, обеспечение потребителей профильным оборудованием и расширение рынка сбыта.

Бугульминский механический завод (БМЗ) — предприятие с более чем полувековой историей, специализирующееся на выпуске продукции для нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей, нефтехимической, энергетической и других отраслей промышленности.

Сегодня продукция БМЗ применяется в электроэнергетике, строительстве, транспорте, горно-шахтном производстве, в черной и цветной металлургии, криогенной и других отраслях промышленности. Среди российских машиностроительных предприятий БМЗ занимает лидирующие позиции по выпуску уникального оборудования для установок гидрокрекинга, гидроочистки, каталитического крекинга, которые были установлены для АО «ТАНЕКО».

БМЗ имеет широкую номенклатуру продукции, в том числе аппараты воздушного охлаждения; теплообменное, колонное, емкостное, факельное оборудование; цепные приводы; трубная продукция с антикоррозионным покрытием. В 2019 г. БМЗ запустил линию производства электросварной прямовоиной трубы, способной производить до 1 500 км трубы ежегодно.

Машиностроительный комплекс группы «Татнефть» специализируется на выпуске металлургической продукции и продукции тяжелого машиностроения и охватывает все этапы изготовления оборудования: от выплавки жидкого металла до сборки готовых технологических линий. Имея уникальные мощности и технологии по выплавке высококачественных марок сталей, изготовлению крупногабаритных центробежнолитых заготовок, производству и термической обработке поковок с обеспечением механических свойств по мировым стандартам, предприятие в настоящее

время выпускает продукцию для целлюлозно-бумажной, металлургической, нефтехимической, нефтегазовой отраслей промышленности, а также для энергетики и общего машиностроения.

Выпуск продукции носит несерийный характер. Большинство изделий изготавливается на заказ по чертежам клиента с учетом необходимых технических требований.

На сегодняшний день изготавливаются:

- поковки различной конфигурации из углеродистых, легированных, нержавеющих, инструментальных марок стали массой от 0,2 до 12,5 т;
- центробежнолитые трубы из углеродистых, легированных, теплостойких и жаропрочных сталей и сплавов, чугуна;
- фасонное литье из чугуна и жаропрочной стали массой от 50 кг до 15 т для различных отраслей машиностроения;
- корпусное литье из износостойкого чугуна (ИЧХ28Н2) для грунтовых насосов горно обогатительных комбинатов;
- жаропрочная оснастка для термических печей промышленных предприятий;
- оборудование и ЗИП для бумагоделательных и картоноделательных предприятий;
- узлы, агрегаты, металлоконструкции и готовое оборудование по заказу для металлургических, нефтегазодобывающих, химических и машиностроительных предприятий.

Одним из актуальных направлений машиностроительного комплекса группы «Татнефть» является производство установки насосной винтовой штанговой (УНВШ), применяемой в условиях высоковязких и средневязких нефтяных продуктов с большим содержанием механических примесей и высокой обводненностью.

Лидирующие позиции БМЗ подтверждаются множеством различных международных призов и наград:

- 1995** завод был удостоен награды Золотая звезда «Арка Европы»
2000 по результатам форума предприятий-производителей в Австралии получил международный сертификат «Предприятие-2000»
2012 вошел в перечень «1000 самых эффективных производств РФ»
2018 признан лучшей российской компанией в номинациях «Аппараты воздушного охлаждения» и «Теплообменное оборудование»
2019

Крупнейшими партнерами и потребителями продукции ПАО «Татнефть» среди нефтегазовых компаний России являются: ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО «Сибур». Продукция и оборудование поставляются в Республику Беларусь, Казахстан, Армению, Эстонию, на Кубу, Украину.



Контактные данные по вопросам сотрудничества и реализации продукции:
ООО «Торгово-технический Дом Татнефть»
электронный магазин: www.ttd.market
Адрес: 423250, Республика Татарстан
г. Лениногорск, ул. Чайковского, д. 33
Тел./Факс: +7 (85595) 2-62-91
+7 (953) 407-33-33
ttd@tatneft.ru

Влияние способов нормировки целевой функции на результаты автоадаптации численной модели месторождения углеводородов

Еремян Г.А., Рукавишников В.С.

Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета, Томск, Россия
eremyanga@hw.tpu.ru

Аннотация

Статья посвящена одному из аспектов формулировки целевой функции для проведения автоматизированной адаптации геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов, а именно нормировка невязок. Для проведения автоадаптации необходимо задание целевой функции, которая описывает невязку расчета с историей и служит ориентиром для алгоритма оптимизации в поиске решений. Целью данной работы является изучение влияния способа нормировки на результаты адаптации на примере синтетической модели залежи и модели реального нефтяного месторождения. Новизна исследования заключается в имитации заколонного перетока в одной из добывающих скважин синтетической модели. Заколонный переток выступает в роли шума в данных истории работы скважины. Результаты данного исследования помогли понять, какой способ нормировки целевой функции более эффективен при адаптации и почему.

Материалы и методы

Основными методами в работе являются численное геолого-гидродинамическое моделирование, системный анализ и вычислительный эксперимент с использованием синтетической модели нефтяной залежи и секторной модели реального нефтяного месторождения, расположенного в Сибири.

Ключевые слова

геолого-гидродинамическое моделирование, нефтяное месторождение, численная модель, целевая функция, нормировка невязок, автоматизированная адаптация, автоадаптация модели, алгоритмы оптимизации, качество адаптации

Благодарность

Авторы выражают искреннюю благодарность Томскому политехническому университету и ООО «Газпромнефть НТЦ» за возможность проведения настоящего исследования в рамках совместного научно-исследовательского проекта на тему «Создание методологии адаптации геолого-гидродинамических моделей, управляемой геологическими неопределенностями», а также за разрешение опубликовать полученные результаты работы.

Для цитирования

Еремян Г.А., Рукавишников В.С. Влияние способов нормировки целевой функции на результаты автоадаптации численной модели месторождения углеводородов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 81–86. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10112

Поступила в редакцию: 17.11.2020

OIL PRODUCTION

UDC 622.276:532:519.876 | Original Paper

Influence of the objective function normalization method on the reservoir model history matching result

Eremyan G.A., Rukavishnikov V.S.

Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia
eremyanga@hw.tpu.ru

Abstract

The article is devoted to the mismatch normalization as one of the aspects of the objective function formulation for automated history matching of hydrocarbon reservoir models. To carry out history matching, it is necessary to define the objective function that describes the discrepancy between simulation results and observed data. Objective function guides the optimization algorithm to move in the right direction across the model parameter space in the search for solutions. The aim of the work is to compare the influence of the normalization method on history matching results using the example of a synthetic model and a model of a real oil field. The novelty of this study is in the introduction of a behind-the-casing crossflow simulated in one of the production wells of the synthetic model. The crossflow acts as noise in the well observed data. The results of this research allowed to understand which method of the objective function normalization is more effective for history matching and why.

Materials and methods

The main methods in this study are numerical reservoir simulation, system analysis and computational experiment using a synthetic reservoir model and a sector model of a real oil field located in Siberia.

Keywords

reservoir simulation, oil field, numerical model, objective function, mismatch normalization, automated history matching, optimization algorithms, history matching quality

For citation

Eremyan G.A., Rukavishnikov V.S. Influence of the objective function normalization method on the reservoir model history matching results. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 81–86. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10112

Received: 17.11.2020

Введение

Современная разработка и эксплуатация месторождений углеводородов (УВ) не обходится без геолого-гидродинамического моделирования, неотъемлемой частью которого является адаптация параметров модели на исторические показатели работы скважин. Роль адаптации заключается в приведении расчетных показателей разработки месторождения в соответствие с наблюдаемыми. Адаптация модели производится путем варьирования значений параметров модели, характеризующих геологические и фильтрационные свойства пласта в пределах присущих им неопределенностей.

Для проведения автоматизированной адаптации необходимо задание целевой функции, которая описывает невязку расчета с историей и позволяет алгоритму оптимизации двигаться в верном направлении в поиске решений.

Проблематика выбора целевой функции для автоадаптации изучалась рядом исследователей. В работе Бертолини А.К. [3] описывается влияние 8 разных видов целевой функции на качество и скорость адаптации. Рассматриваемые целевые функции отличались нормировкой, способом взвешивания и математическим выражением невязки. В работе Речунгера Р.У. [11] описывается адаптация модели реального месторождения на данные истории разработки и данные сейсморазведки. В исследовании Бута Р. [4] используется единая целевая функция в виде метода наименьших квадратов (МНК), включающая компоненты исследуемой и наблюдательной скважин в рамках гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Исследователь пришел к выводу, что для корректного учета влияния данных каждой скважины необходимо использовать нормировку данных на погрешности и применять весовые коэффициенты. В работе Шакарами А. [12] применена единая целевая функция в виде среднеквадратического отклонения, нормированная на разницу между максимальным и минимальным измеренным значением для каждой скважины и компонента. В публикации Бозаркуны З. [5] предложено использование метрики Хаусдорфа в качестве

целевой функции. Значительное количество публикаций посвящено исследованиям по оптимальному заданию и группированию целей для адаптации посредством многокритериального подхода [2, 6, 7, 8].

Однако на сегодняшний день не существует единого обоснованного подхода к заданию вида целевой функции, который бы обеспечивал достижение задач адаптации с наименьшими вычислительными затратами. Одним из важных аспектов при задании целевой функции является выбор способа нормировки невязок. Целью данной работы является изучение влияния способа нормировки на результаты адаптации на примере синтетической модели залежи и модели реального нефтяного месторождения. Новизна исследования заключается в имитации заколонного перетока в одной из добывающих скважин синтетической модели. Заколонный переток выступает в роли шума в данных истории работы скважины. Результаты данного исследования помогли понять, какой способ нормировки целевой функции более эффективен при адаптации и почему.

Расчет целевой функции

Целевая функция в виде суммарного среднеквадратического отклонения рассчитывается по следующей формуле:

$$GOF = \sum_{i=1}^n \sum_{q=1}^m w_i w_q \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^n w_k \left(\frac{S_{q,i,k} - O_{q,i,k}}{\text{norm}} \right)^2}{\sum_{k=1}^n w_k}}, \quad (1)$$

где GOF — глобальная целевая функция, S — расчетное и O — историческое значение компонента q идентификатора i на временном шаге k , w — весовые коэффициенты, n — число шагов, norm — нормировка невязок на погрешности измерений σ либо на исторические значения O .

В коммерческих гидродинамических симуляторах с возможностью автоадаптации расчет целевой функции автоматизирован. Однако пользователю необходимо задать компоненты, способ нормировки и весовые коэффициенты для целевой функции, прежде чем переходить к процессу оптимизации.

Подходы и методы, используемые в работе

Алгоритм расчета целевой функции включает в себя нормировку невязок. Основными способами нормировки являются нормировка на погрешность измерения или на историческое значение. На рисунке 1 представлены графики аналитического расчета невязок с разными способами нормировки. В верхней части рисунка — динамика показателей разработки месторождения, сплошными линиями показаны расчетные значения, точками — исторические. Красными кругами обведены невязки по дебиту нефти и дебиту воды в начале и конце разработки.

Погрешности измерений характеризуют расхождение в абсолютных величинах. Для разных типов данных погрешности разные, зависят от типов приборов, принципа измерения, фактического износа комплектующих, от величины измеряемых параметров и прочего. Важным преимуществом данного варианта нормировки является возможность задавать разный уровень погрешности для разных компонентов целевой функции. Как правило, дебиты жидкости имеют существенно более высокую точность измерения, чем забойные и пластовые давления.

Нормировка на историческое значение вносит вклад в целевую функцию пропорционально относительному расхождению расчета от измерения. С одной стороны, такой вариант нормировки может быть проще и удобнее. Простота в том, что не требуется задавать погрешности измерений. Удобство в том, что разнородные компоненты целевой функции одинаково описываются одним видом расхождения.

Отсутствие возможности задавать разный уровень погрешностей для разных компонентов целевой функции относится скорее к недостаткам, так как не позволяет достигать желаемый уровень допустимого расхождения расчета с историей.

Существует и более значительный недостаток нормировки на историческое значение. С инженерной точки зрения картина изменений значения нормированной невязки справа лучше отражает качество адаптации, то есть близость показателей разработки (рис. 1).

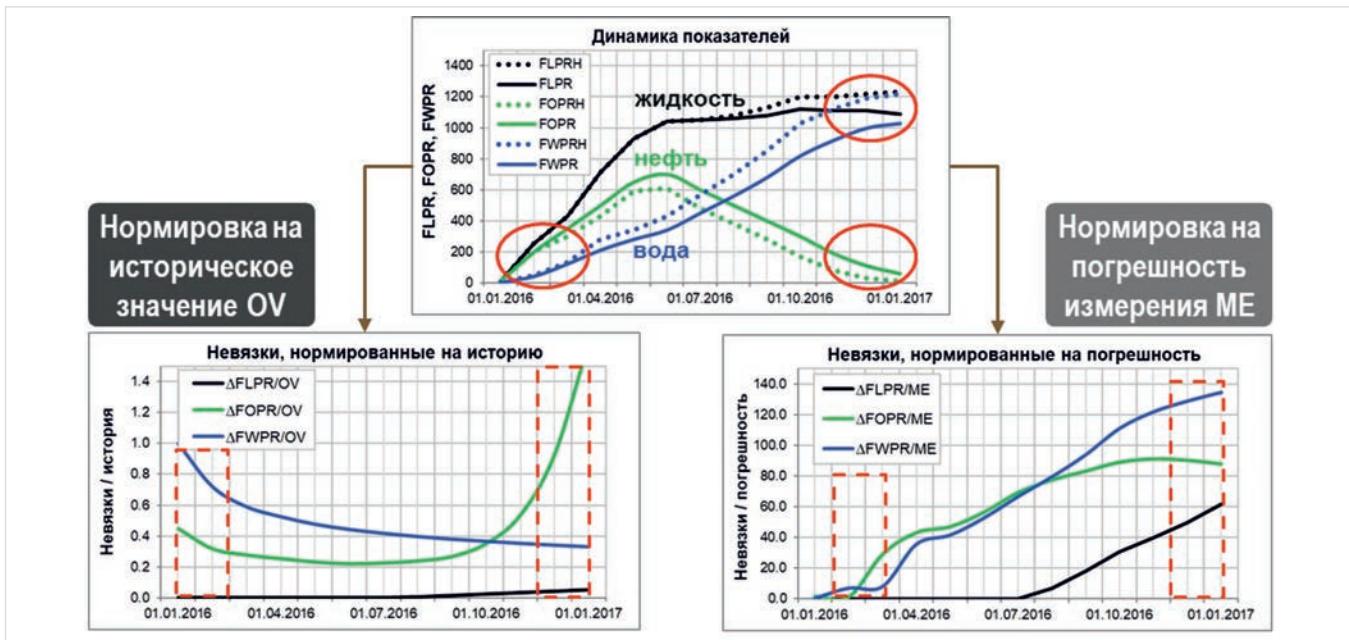


Рис. 1. Способы нормировки целевой функции
Fig. 1. Objective function normalization methods

Невязки растут от начала к концу рассматриваемого периода. В варианте нормировки на историю (слева) виден скачок нормированных невязок в самом начале и в самом конце, причем маленькое расхождение нефти в конце вносит большой вклад, так как историческое значение мало. Большое расхождение по дебиту воды в конце периода наоборот вносит самый маленький вклад в значение целевой функции, что нелогично с инженерной точки зрения.

Для проверки аналитических умозаключений проведены вычислительные эксперименты на построенной синтетической модели и модели реального нефтяного месторождения, расположенного в Сибири. Синтетическая модель SRM-6 состоит из 6 скважин, из которых 3 добывающие и 3 нагнетательные. Имитируется разработка методом заводнения с 7 годами истории. В качестве параметров адаптации выбрано 8 параметров, отвечающих за проницаемость, водонасыщенность и уровень зеркала свободной воды.

Секторная модель реального месторождения состоит из 49 скважин, из которых 31 добывающая и 18 нагнетательных. Месторождение разрабатывается методом заводнения с 16 годами истории: с 2001 по 2017 год. В качестве параметров адаптации выбрано 20 переменных, характеризующих существующие геологические и петрофизические неопределенности [1, 9, 10].

В качестве оптимизационного алгоритма в работе использовалась эволюционная стратегия. В работе все численные эксперименты проводились при одинаковых настройках алгоритма оптимизации, менялась только нормировка целевой функции.

Результаты расчетов на синтетической модели

При расчетах на модели SRM-6 была осуществлена имитация заколонного перетока в добывающей скважине Р2. Обводненность резко выросла до 99,9 % и держалась на протяжении трех месяцев с сентября по ноябрь 2011 года. Дебит нефти упал до 0,001 м³/сут. Затем после ремонтно-изоляционных работ в декабре 2011 года дебит нефти вернулся к уровню до заколонного перетока. Значение целевой функции в ходе адаптации уменьшалось, как и положено при оптимизации (рис. 2).

Однако, как показали результаты, на шагах расчета, где историческое значение на порядки меньше расчетного, происходит большой вклад в целевую функцию за счет деления на малую величину. В целевой функции модели 5-й итерации (зеленая линия) на сентябрь 2011 года создается пиковое значение нормированной невязки по дебиту нефти равное 155 000, в то время как на остальных шагах времени данная величина варьируется в пределах 1. Данний эффект приводит к тому, что оптимизатор, пытаясь минимизировать значение целевой функции, игнорирует адаптацию на других участках, где отсутствует описанный эффект (рис. 3).

С каждой итерацией значение целевой функции уменьшается, но показатели работы скважин всё хуже воспроизводятся моделью, то есть такая целевая функция не характеризует качество адаптации (рис. 2, 3). Сравнение результатов адаптации с нормировкой на исторические значения и нормировкой на погрешности измерений (по умолчанию равны 1) (рис. 4). Из одного и того же набора моделей первого приближения (исходная популяция) получены совершенно разные результаты

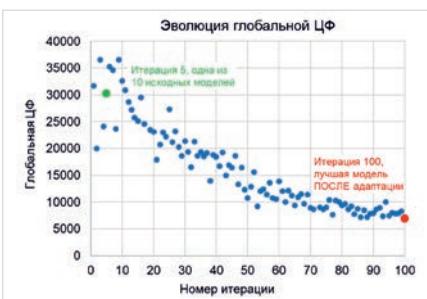


Рис. 2. Эволюция целевой функции, нормированной на исторические значения
Fig. 2. Evolution of the objective function normalized to the observed values

адаптации. Поведение дебитов и давлений согласуется с общим ухудшением адаптации при нормировке на историю и общим улучшением адаптации при нормировке на погрешности. Данный пример ярко демонстрирует важность формулировки целевой функции для результатов решения оптимизационной задачи и, что более важно, для получения качественного результата с инженерной точки зрения.

На практике дебиты и приемистости измеряются расходомерами в обязательном порядке. Особенное внимание уделяется точному измерению дебитов нефти, поскольку именно ради добычи и реализации углеводородов разрабатывается месторождение.

Результаты расчетов на модели реального месторождения

Для проверки выводов, полученных в результате численных экспериментов на синтетической модели SRM-6, была проведена

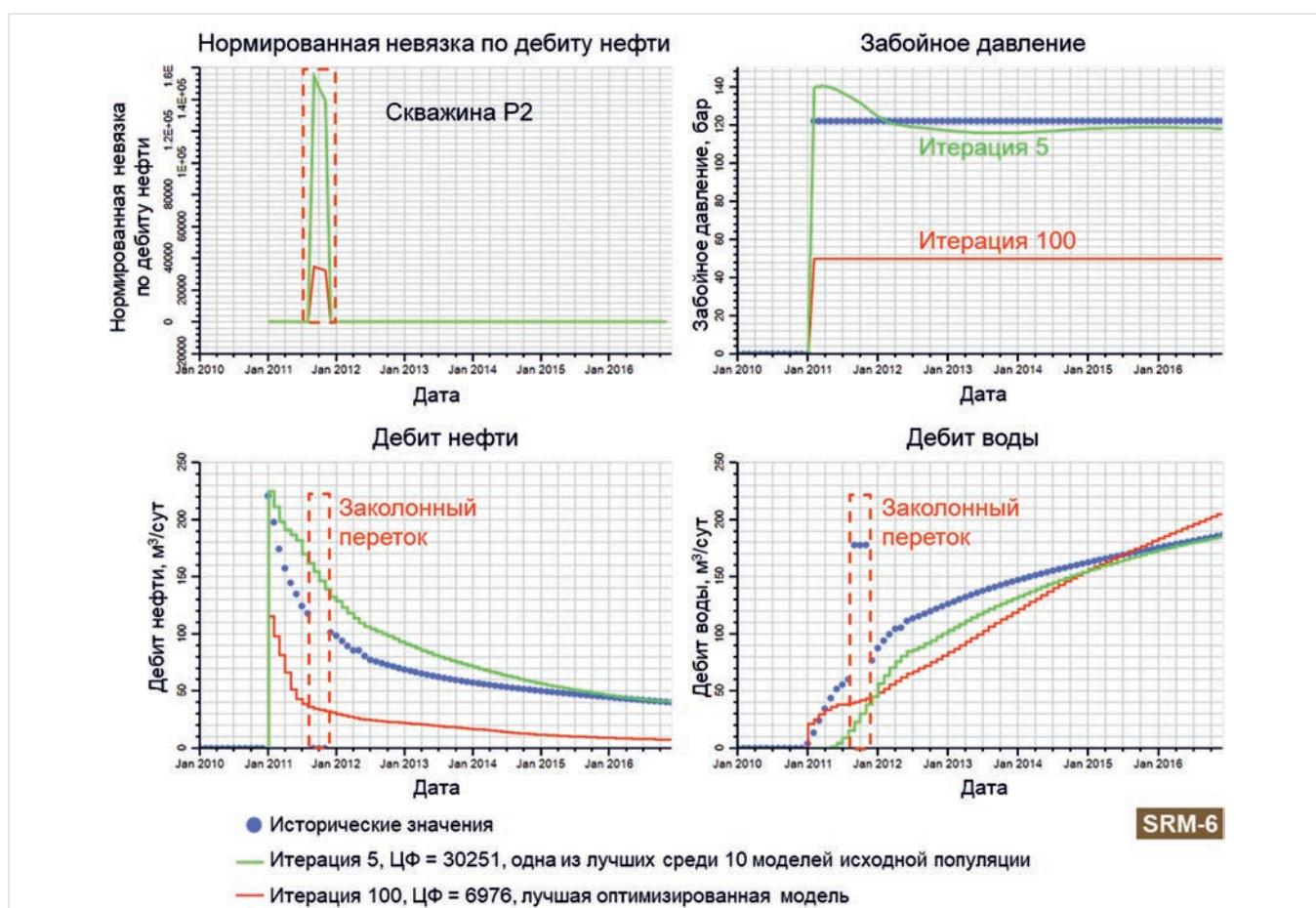


Рис. 3. Пример ухудшения качества адаптации при использовании целевой функции, нормированной на исторические значения
Fig. 3. Example of history matching quality deterioration when using the objective function normalized to the observed values

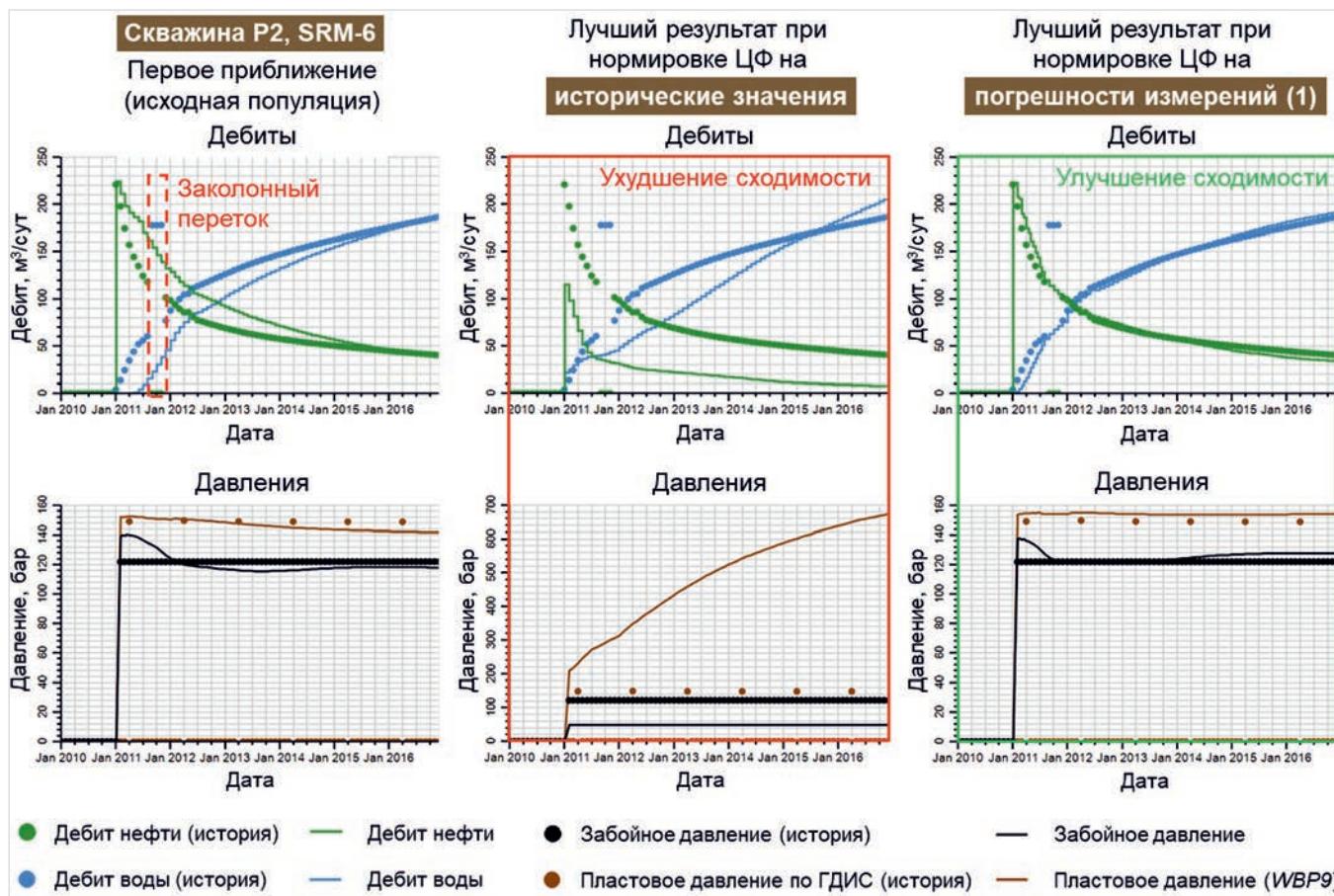


Рис. 4. Сравнение результатов адаптации на примере скважины P2 при разных нормировках целевой функции
Fig. 4. Comparison of history matching results for P2 well when using objective function normalized to the observed values and to the measurement errors

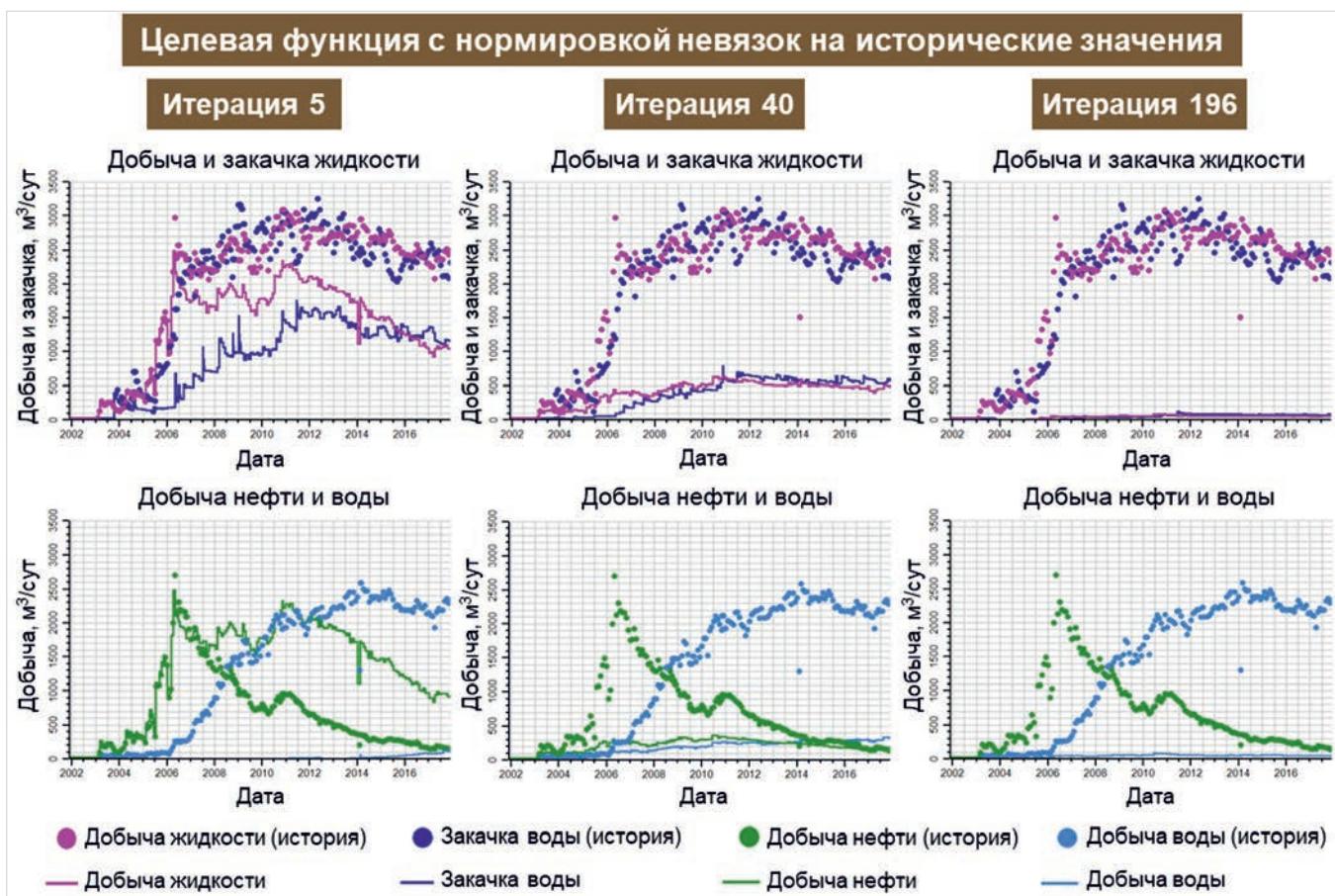


Рис. 5. Эволюция показателей разработки сектора в случае адаптации с нормировкой целевой функции на исторические значения
Fig. 5. Evolution of the sector development indicators in case of history matching with objective function normalized to the observed values

адаптация секторной модели реального нефтяного месторождения с нормировкой на исторические значения и на погрешности измерений. По умолчанию погрешности измерений для всех типов данных равны 1. Всего проведено 2 цикла оптимизации по 200 итераций в каждом.

На рисунке 5 показаны результаты адаптации с целевой функцией, нормированной на исторические значения. Значения целевой функции, как и положено, минимизируются в

течение оптимизации. Для оценки фактического качества адаптации построены графики показателей разработки месторождения для моделей на итерациях 5, 40 и 196. По данным показателям очевидно, что качество адаптации ухудшается в процессе оптимизации.

Причиной полученного неуспешного результата является наличие очень малых значений по истории работы некоторых скважин сектора. В таком случае при делении расчетного значения на очень малое значение

истории происходит пиковый вклад в значение целевой функции. Далее весь процесс оптимизации работает на минимизацию вклада, созданного этим пиком, поскольку он выше, чем все остальные невязки (рис. 6).

В рассмотренном случае адаптации неизмеримо большой вклад создают дебиты нефти и воды скважин I7, I9 и I18. Наиболее ярким примером служит скважина I9, вносящая огромный вклад в целевую функцию за счет всего лишь одной точки исторического

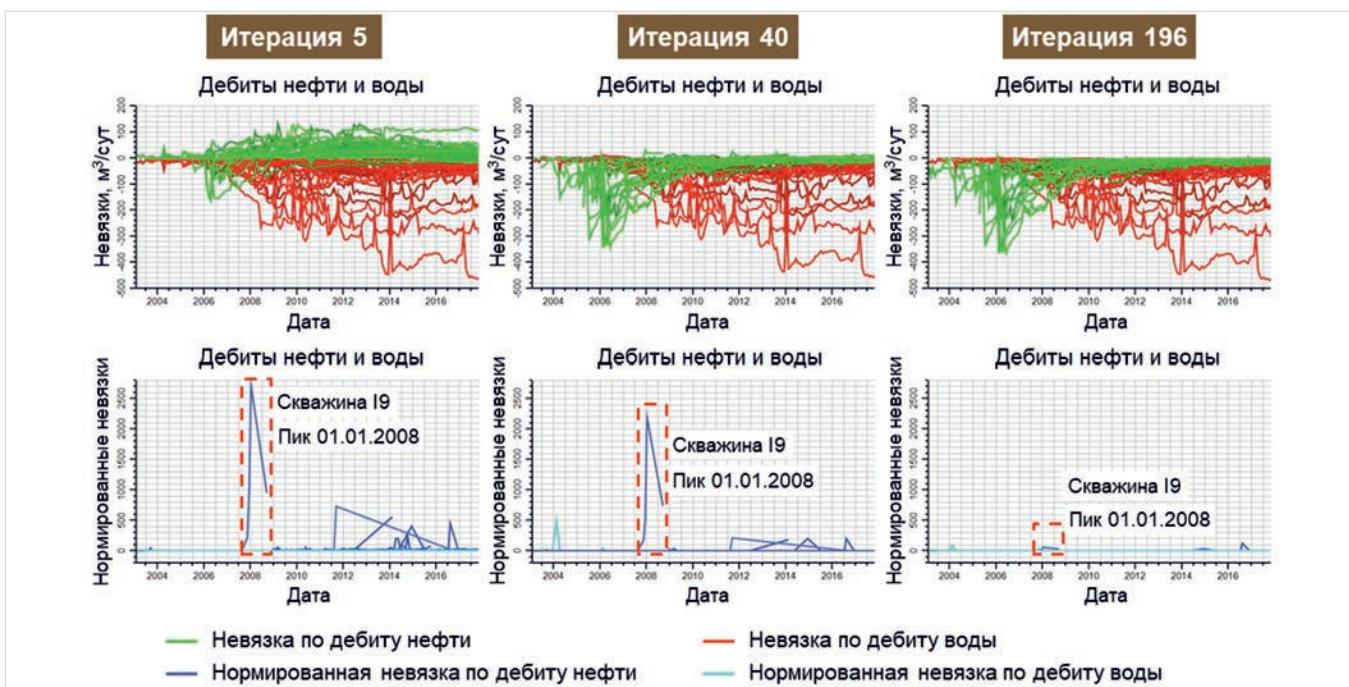


Рис. 6. Эволюция невязок при адаптации с целевой функцией, нормированной на исторические значения
Fig. 6. Mismatch evolution in case of history matching with the objective function normalized to the observed values

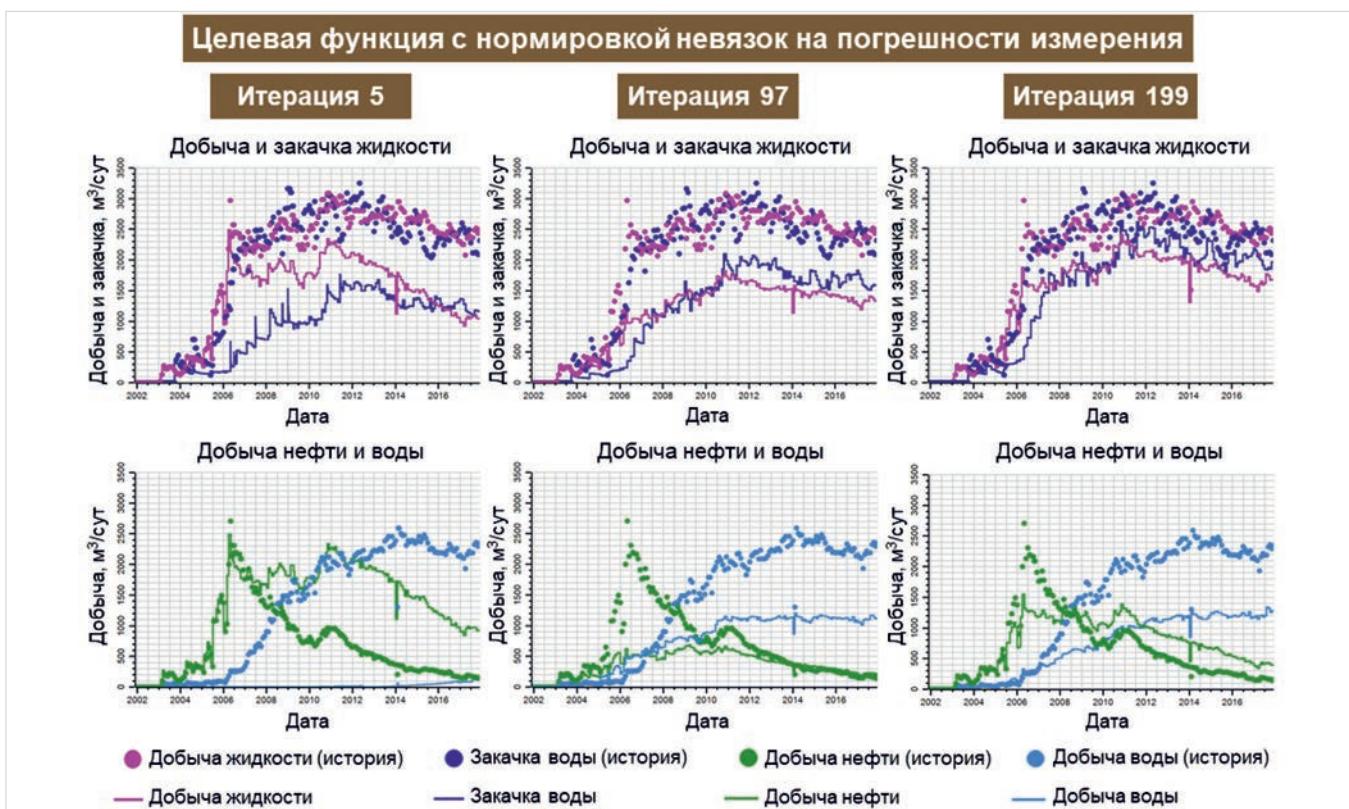


Рис. 7. Эволюция показателей разработки сектора в случае адаптации с нормированной целевой функцией на погрешности измерений
Fig. 7. Evolution of the sector development indicators in case of history matching with objective function normalized to the measurement errors

дебита нефти, равного 0,1 м³/сут на момент 01.01.2008 года незадолго до перевода скважины из режима добычи в нагнетательный фонд. Нормированная невязка при этом создает пик величиной в несколько тысяч, в то время как большинство остальных нормированных невязок варьируется в пределах 10.

Результаты адаптации секторной модели реального месторождения с использованием целевой функции, нормированной на погрешности измерений (равны 1 по умолчанию), представлены на рисунке 7.

В данном случае с каждой итерацией уменьшаются не только значения целевой функции, но и расхождения между расчетными и историческими показателями разработки месторождения. Результаты итерации 199 говорят о том, что к концу заданного цикла оптимизации объемы добываемой и закаченной жидкости довольно близки к историческим. Соблюдение материального баланса является обязательным условием для использования модели в качестве надежного прогностического инструмента. Полного совпадения добывания и закачки в цикле из 200 адаптаций не достигнуто, нужно больше итераций. Однако динамика на улучшение адаптации обнадеживающая.

Итоги

Как показали результаты численных экспериментов, при нормировке целевой функции на исторические значения адаптация модели может стать невозможной. Происходит это при делении расчетного значения на существенно меньшее историческое значение. Чем больше скважин и данных, тем больше подобный риск при нормировке на историю.

Выводы

При выборе целевой функции рекомендуется задавать погрешности измерения для компонентов целевой функции на основе физического и инженерного понимания, что позволит автоадаптации быть обоснованной не только с математической точки зрения. Кроме этого, исключается риск получения проблем с оптимизацией при нормировке на малую величину из данных истории.

При нормировке целевой функции на погрешности измерения есть риск получить несопоставимые между собой вклады компонентов в целевую функцию в том случае, когда величины разнородных данных истории в численном выражении сильно отличаются друг от друга. В подобном случае предлагается использовать весовые коэффициенты для компонентов целевой функции.

Представленные результаты являются частью исследования по разработке методики выбора оптимальной целевой функции для автоадаптации. Дальнейшим направлением работ является изучение степени и характера влияния на эффективность целевой функции математического выражения невязок, компонентного состава и способов взвешивания целевой функции.

Литература/References

1. Шишаев Г.Ю., Матвеев И.В., Еремян Г.А., Демьянов В.В., Кайгородов С.В. Геологически обоснованная автоматизированная адаптация гидродинамических моделей на примере реального месторождения // Нефтяное хозяйство. 2020. № 6. С. 58–61. Shishaev G.Y., Matveev I.V., Eremyan G.A., Demyanov V.V., Kaygorodov S.V. Geologically plausible computer-aided history matching on the example of one oil fields. Oil Industry, 2020, issue 6, P. 58–61. (In Russ).
2. Almeida F.L.R., Formentin N.H., Maschio C., Davolio A., Schiozer J.D. Influence of Additional Objective Functions on Uncertainty Reduction and History Matching. Denmark, Copenhagen, 2018, 11–14 June, SPE Europec featured at 80th EAGE Conference, SPE-190804-MS.
3. Bertolini A.C., Schiozer J.D. Influence of the objective function in the history matching process. Journal of Petroleum Science and Engineering, 2011, Vol. 78, issue 1, P. 32–41. (In English).
4. Booth R., Bertolini A.C., Morton K.L., Fitzpatrick A.J. Design of objective function for inference well testing. Brazil, Rio de Janeiro, 2013, 29–31 October, Offshore Technology Conference, OTC-24513-MS.
5. Bouzarkouna Z., Nobakht B., Karim N.A. Better formulation of objective functions for history matching using hausdorff distances. Spain, Madrid, 2015, 1–4 June, EUROPEC 2015, SPE-174302-MS. 2015.
6. Carneiro J., Azevedo L., Pereira M. High-dimensional geostatistical history matching. Computational Geosciences, 2018, Vol. 22, issue 1, P. 607–622.
7. Ferreira C.J., Davolio A., Schiozer D.J. Use of a probabilistic and Multi-Objective history matching for uncertainty reduction for the norne benchmark case. France, Paris, 2017, 12–15 June, SPE Europec featured at 79th EAGE Conference. SPE-185837-MS
8. Hutahaean J.J., Demyanov V.V., Christie M.A. On optimal selection of objective grouping for multiobjective history matching. SPE Journal, vol. 22, issue 04, 17 p. SPE-185957-PA.
9. Matveev I.V., Shishaev G.Y., Eremyan G.A. et al Geology driven history matching. Russia, Moscow, 2019, 22–24 October, SPE Russian Petroleum Technology Conference. SPE-196881-MS.
10. Matveev I., Shishaev G., Eremyan G., Konoshonkin D., Demyanov V., Kaygorodov S. Geology realism control in automated history matching. United Kingdom, Edinburgh, 2020, 14–17 September, Conference Proceedings, ECMOR XVII, Vol. 2020, P. 1–9.
11. Ruechungura R.W., Dadashpour M., Kleppe J. Advanced history matching techniques reviewed. Bahrain, Manama, 2011, 25–28 September, SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. SPE-142497-MS.
12. Shahkarami A., Mohaghegh S.D., Gholami V., Haghigat S.A. Artificial intelligence (AI) assisted history matching. Colorado, Denver, 2014, 17–18 April, SPE Western North American and Rocky Mountain Joint Meeting. SPE-169507-MS.

ENGLISH

Results

As shown by the results of the numerical experiments, when normalizing the objective function to the observed values, obtaining the history matched models closely reproducing the historical data may become impossible. This happens when normalizing a simulated value to a significantly lower observed value while defining the objective function. The more wells and data, the greater this risk.

Conclusions

It is recommended to set measurement errors for the components of the objective function based on physical and engineering understanding, which will make history matching justified not only from a mathematical point of view.

In case of normalizing the objective function to the measurement errors, there is a risk of getting incomparable contributions of components to the objective function because the data of different types may have significantly different magnitude. In such cases use of weight coefficients for objective function components may compensate for their different magnitudes. The presented results are a part of the research aiming to develop a methodology for optimal objective function formulation for history matching. A further area of work is the research of influence of the other objective function formulation aspects on the efficiency of the objective function for history matching. In particular, it is necessary to study the influence of the mathematical expression of the mismatch, inclusion of components and weighing methods.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Еремян Грачик Араикович, инженер-исследователь, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета, Томск, Россия.

Для контактов: eremyanga@hw.tpu.ru

Рукавишников Валерий Сергеевич, директор, Центр подготовки и переподготовки специалистов нефтегазового дела Томского политехнического университета, Томск, Россия.

Eremyan Grachik Araikovich, research engineer, Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia.
Corresponding author: eremyanga@hw.tpu.ru

Rukavishnikov Valeriy Sergeevich, director, Petroleum Learning Centre of Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russia.



ОНИКС

Работаем с 2006 г.

КОМПАНИЯ «ОНИКС» – РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ФЛАНЦЕВ

СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ВОРОТНИКОВЫХ ФЛАНЦЕВ ПО ГОСТ 33259-2015

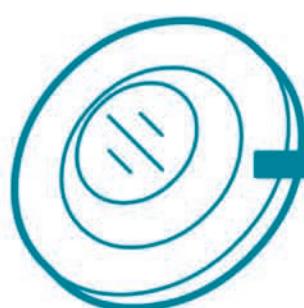


СТАЛЬ: 20, 09Г2С И 13ХФА

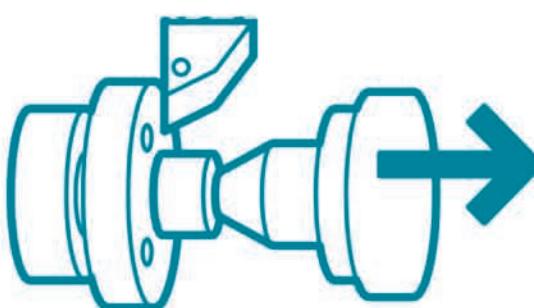
ДИАМЕТР DN 15-300

ДАВЛЕНИЕ PN 6-160

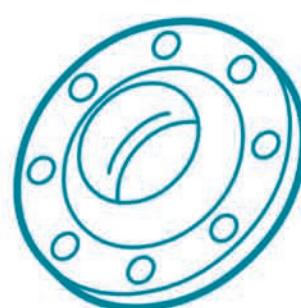
ИСПОЛНЕНИЕ: А, В, Е-Ф, С-Д, Л-М, Ё, К



Поковка



Производственный
процесс



Воротниковый
фланец



Санкт-Петербург
Екатеринбург



8 812 328-3838
8 343 384-3838

info@onyxspb.ru
onyxspb.ru



Многокритериальный подход при оценке экономической эффективности и экологической безопасности эксплуатации трубопроводных систем

Фан С.Д.¹, Фан И.А.², Афиногентов А.А.²

¹ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, ²ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

fan_s@list.ru

Аннотация

В данной статье проблема расстановки запорной арматуры по длине трубопровода рассматривается как многокритериальная задача, учитывающая такие факторы, как объем выхода нефти при порыве, категория участка прокладки, максимальные расстояния между запорной арматурой и возможные экономические потери при возникновении аварии на трубопроводе при соответствующей расстановке. В качестве примера был рассмотрен участок трубопровода с несколькими вариантами расстановки запорной арматуры, из которых был выбран наилучший согласно предлагаемой методике.

Материалы и методы

Материалы исследования: нормативно-техническая документация в области проектирования трубопроводов, существующие координаты расстановки запорной арматуры на участке трубопровода.

Методы исследования: метод анализа оболочки данных DEA для определения эффективности положения запорной арматуры на

линейной части трубопровода, методика оценки экономического ущерба от порыва трубопровода.

Ключевые слова

нефть, запорная арматура, минимизация воздействия на окружающую среду, снижение экологических рисков, экономический ущерб окружающей среде

Для цитирования

Фан С.Д., Фан И.А., Афиногентов А.А. Многокритериальный подход при оценке экономической эффективности и экологической безопасности эксплуатации трубопроводных систем // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 88–90. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10109

Поступила в редакцию: 20.10.2020

Pipeline

UDC 621.6 | Original Paper

Multi-criteria approach for evaluating the economic efficiency and environmental safety in operation of pipeline systems

Fan S.D.¹, Fan I.A.², Afinogentov A.A.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia, ²Samara State Technical University, Samara, Russia

fan_s@list.ru

Abstract

In this paper the problem of placement the shut-off valves along the length of the pipeline is considered as a multi-criterion one, taking into account such factors as the possible volume of spill oil, category of pipeline, the maximum distance between shut-off valves and possible economic losses in the event of a pipeline failure, with appropriate arrangement. As an example, we considered a pipeline section with several options for placing stop valves and selected the best one according to the proposed method.

Materials and methods

Research materials: regulatory and technical documentation in the field of pipeline design, existing coordinates of the placement of shut-off valves on the pipeline section.

Research methods: Data Envelopment Analysis (DEA) method to estimation of effectiveness structural elements placing on the oil trunk

pipeline. Method of economic assessment of possible damage from pipeline breakage.

Keywords

oil, shut-off valves, minimization of environmental impact, reduce environmental risks, economic damage to the environment

For citation

Fan S.D., Fan I.A., Afinogentov A.A. Multi-criteria approach for evaluating the economic efficiency and environmental safety in operation of pipeline systems. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 88–90. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10109

Received: 20.10.2020

Введение

В настоящее время трубопроводный транспорт является самым эффективным способом транспортировки углеводородов. С учетом нескольких крупнейших мировых катастроф и аварий на объектах добычи и транспорта нефти в последние годы, в данной статье предлагается использовать секционирование трубопроводов для минимизации возможного воздействия на окружающую среду при авариях и инцидентах.

Очевидно, что линейная запорная арматура на трубопроводе должна минимизировать воздействие аварийных разливов на окружающую среду. Анализ отечественной и зарубежной нормативной документации в области проектирования нефтепроводов [1, 2, 3] позволяет сделать вывод, что секционирование выполняется на основе общих критерии, таких как категория участка расположения и максимальное расстояние между линейными задвижками. В

документах, приведенных выше, не учитываются объемы разлива при разгерметизации, расположение экологически уязвимых зон и пр., что определяет необходимость разработки новой методики, учитывающей большее количество различных факторов.

Что касается анализа рисков при транспортировке углеводородов и других опасных химических веществ, в мировой практике проектирования трубопроводов всё останавливается на выборе безопасного

маршрута прокладки и оценке безопасности с помощью различных стандартов [4, 5] и показателей, которые зачастую не учитывают дополнительные факторы [6]. Тем не менее на сегодняшний день нет общепринятой методики для количественной оценки риска разлива углеводородов в окружающую среду, а существующие экспертизы оценки не всегда учитывают комплекс параметров и их совместное влияние.

Предлагаемое решение

В работе [7] для оценки эффективности вариантов расстановки конструктивных элементов на трубопроводе используется метод DEA — метод анализа оболочки данных. Данный метод позволяет построить границу относительной эффективности для набора многомерных объектов сравнения (в данном примере — вариантов расстановки линейных задвижек по трассе трубопровода), таким образом, что лучшие объекты сравнения из выборки будут находиться на границе эффективности, а остальные будут удалены от нее пропорционально своему отставанию в эффективности.

Математическая модель оценки представляет взвешенное соотношение между векторами выходных $Y = (y_j), j = \overline{1, J}$ и входных $X = (x_i), i = \overline{1, H}$ параметров:

$$E(X, Y) = \frac{\sum_{j=1}^J u_j y_j}{\sum_{i=1}^H v_i x_i}, \quad (1)$$

где $u_j, j = \overline{1, J}$ и $v_i, i = \overline{1, H}$ — весовые коэффициенты, которые характеризуют вклад в величину оценки относительной эффективности каждого из выходов $y_j, j = \overline{1, J}$ и входов $x_i, i = \overline{1, H}$ многомерного объекта сравнения.

В качестве входных параметров объектов сравнения X выбираются такие факторы, уменьшение величины которых приводит к повышению относительной эффективности объекта сравнения, а в качестве выходных параметров объектов сравнения Y выбираются такие факторы, рост величины которых приводит к повышению относительной эффективности объекта сравнения. При этом для каждого n -го объекта сравнения из набора $n = \overline{1, N}$ значение величины оценки относительной эффективности E_n должно находиться на интервале $[0; 1]$ и стремиться к границе эффективности, что можно сформулировать в виде условий (2) и (3):

$$\frac{\sum_{j=1}^J u_{jn} y_{jn}}{\sum_{i=1}^H v_{in} x_{in}} \leq 1, \forall \begin{cases} n = \overline{1, N}; j = \overline{1, J}; i = \overline{1, H}; \\ u_{jn} > 0; v_{in} > 0 \end{cases}; \quad (2)$$

$$E_n(X_n, Y_n) = \frac{\sum_{j=1}^J u_{jn} y_{jn}}{\sum_{i=1}^H v_{in} x_{in}} \rightarrow \max_{U, V \in G}, \quad (3)$$

где $U = (u_{jn}), j = \overline{1, J}$, $V = (v_{in}), i = \overline{1, H}$ — векторы весовых коэффициентов для каждого n -го объекта сравнения.

Для отыскания N численных значений относительных эффективностей E_n объектов сравнения необходимо разрешить систему, состоящую из N задач вида (3) и N ограничений вида (2), определив

значения весовых коэффициентов u_{jn} и v_{in} . Методы решения подобных задач приведены в работе [8].

Описанный в статье [7] метод был применен для участка трубопровода протяженностью 55 км с тремя единицами запорной арматуры. В качестве входных параметров объектов сравнения были приняты максимальные расстояния между ближайшими линейными задвижками на участке (первый вариант согласно существующей расстановке запорной арматуры, остальные вариативные), а также задана оценка категории участка между задвижками. В качестве выходного параметра была принята величина обратно пропорциональная величине максимально возможного выхода нефти. Параметры модели объектов для сравнения относительной эффективности вариантов размещения линейных задвижек и результаты расчета оценок E_n и ES_n относительной эффективности вариантов размещения линейных задвижек на магистральном нефтепроводе по моделям CCR [8] и Super-efficiency метода DEA [9] представлены в таблице 1.

Согласно полученным результатам, эффективными являются варианты 1, 3, 5, 7. Наилучшим вариантом со значением относительной эффективности является вариант 7.

Для определения возможного ущерба окружающей природной среде использовалась методика экономической оценки возможного ущерба от порыва трубопровода [10]. Данная методика учитывает такие затраты эксплуатирующей организации, как затраты на восстановление оборудования, ущерб от безвозвратно потерянной продукции при разливе, ущерб от вынужденногоостояния трубопровода, ущерб от загрязнений окружающей среды, затраты на природовосстановительные мероприятия, затраты на расследование отказа. Согласно методике [10], к параметрам, влияющим на величину возможного ущерба, относятся вид и назначение рассматриваемого участка трубопровода, протяженность и диаметр трубопровода, условия прокладки, время принятия мер по ликвидации аварийных разливов, расположение ближайших водных объектов, категория земель, давление, массовый расход перекачиваемого продукта.

Для оценки возможного экономического ущерба при разливе затраты на восстановление оборудования, ущерб от вынужденногоостояния трубопровода, затраты на расследование отказа можно не учитывать.

Ущерб от безвозвратно потерянной нефти при разливе вследствие нарушения герметичности трубопроводов определяется в зависимости от количества разлитой нефти на участке, при этом количество собранной нефти принимается равным 0 для оценки максимально возможного ущерба.

Для оценки ущерба от загрязнений окружающей среды определяются влияние разлива на почву, лесной фонд, водные объекты, с учетом налагающихся государственных штрафов. Учитываются такие показатели, как категория целевого назначения земель с учетом расположения в лесорастительной зоне, нефтеэмкость грунта (параметр, зависящий от влажности грунта), глубина пропитки грунта нефтью, объем древесины, приходящейся на 1 м² площади, коэффициенты учета природно-климатических условий и расположений водных объектов и пр.

Затраты на природовосстановительные мероприятия определяются в зависимости от затрат на рекультивацию загрязненных земель, возмещения ущерба сельскохозяйственным угодьям и затрат на восстановление водных объектов с учетом затрат на услуги аварийно-спасательного подразделения, привлечение спецтехники для локализации и сбора разлива.

Проведена оценка возможного экономического ущерба от предполагаемого разлива на линейной части трубопровода для вариантов расстановки запорной арматуры 1 и 7 в денежном эквиваленте. Для 7 варианта по сравнению с вариантом 1, плата за ущерб почвам от загрязнений сократится на 12 %, затраты на восстановление окружающей среды сократятся на 7 %, а ущерб, связанный с безвозвратно потерянной продукцией, снизится на 26 %.

Итоги

Полученное с использованием [7, 10] решение проблемы позволяет учитывать потенциальные объемы разлива с учетом расстановки запорной арматуры, при этом минимизируются возможные экологические риски. Оптимизационная модель была

Таб. 1. Результаты расчета оценок относительной эффективности вариантов размещения линейных задвижек на магистральном нефтепроводе

Tab. 1. The parameters of the comparison object to determine the relatively effectiveness of line valves placing on the oil pipeline

Вариант	Параметры модели объектов сравнения							Оценка относительной эффективности	
	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	y_1	E_n	ES_n
1	19	19	17	4	2	3	1,97	1,00	1,14
2	22	17	16	4	4	3	1,74	0,99	0,99
3	21	21	15	4	2	2	1,81	1,00	1,31
4	24	24	25	2	2	3	1,29	0,67	0,67
5	23	18	18	2	4	2	1,55	1,00	1,10
6	20	20	22	2	2	3	1,49	0,81	0,81
7	17	21	21	2	2	3	1,92	1,00	1,43
8	19	24	24	4	2	2	1,42	0,83	0,83

протестирована на реальном примере трубопроводов, при этом результаты показали, что текущая расстановка запорной арматуры не наилучшая. Данный способ позволяет проверить неограниченное количество вариаций и выявить наиболее эффективную. Также, благодаря применяемой оценке экономического ущерба от вероятного разлива, на этапе проектирования возможно выявить экологически уязвимые зоны, определить потенциальные затраты на природовосстановительные мероприятия в случае аварии и сократить их, применяя данную методику.

Выводы

Предложенная методика позволяет оценивать неограниченный набор дополнительных факторов и использовать многоцелевые подходы для решения задачи. Таким образом, при проектировании новых участков трубопроводов или капитальном ремонте существующих инженер может отдать приоритет такому расположению запорной арматуры, при

котором достигается минимизация потенциально возможных объемов разлива и защита районов с высокой экологической уязвимостью.

Литература

1. СП 36.13330-2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85* .
2. ASME B31.4-2012 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.
3. CSA Z662-15. Нефтегазовые трубопроводные системы. Канада, Торонто: CSA Group, 2015, 673 с.
4. Report of the OECD Workshop on Pipelines. Series on Chemical Accidents, Paris: OECD, 1997, issue 2. (In French).
5. USDOT. Final Longhorn Pipeline Environmental Assessment, Office of Pipeline Safety of USDOT and USEPA, Dallas TX, 2019. (US).
6. Bonvicini S., Antonioni G., Cozzani V. Assessment of the risk related to environmental damage following major accidents in onshore pipelines. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2018, Vol. 56, P. 505–516.
7. Afinogentov Yu., Bagdasarova I., Fan. Multi-factor efficiency analysis of structural elements placing on trunk oil pipeline for the optimal design problem. 2019, XXI international conference “Complex systems: control and modeling problems” (CSCMP), IEEE, 2019, P. 343–346.
8. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E. Measuring the efficiency of decision-making units. European Journal of Operation Research, 1978, Vol. 2, issue 6, P. 429–444.
9. Chen Y., Du J. Super-Efficiency in data envelopment analysis. International Series in Operations Research & Management Science, Boston, MA, 2015, Vol. 221.
10. Методика экономической оценки возможного ущерба от порыва трубопроводов. Методические указания Компании ПАО НК «Роснефть». 2015. 22 с.

ENGLISH

Results

The solution of the problem using [7, 10] allows us to take into account the potential volumes of spills, placement of shut-off valves and minimize possible environmental risks. The optimization model tested on a real example of pipelines, and the results not showed that the current arrangement of shut-off valves is the best one. This method allows us to check an unlimited number of variations and identify the most effective one. In addition, due to the applied assessment of economic damage from the applied spill, it is possible to identify

environmentally vulnerable areas at the design stage, determine and reduce the potential costs of environmental.

Conclusions

The proposed method allows us to evaluate an unlimited set of additional factors and use multi-purpose approaches to solve the problem. Thus, when designing new pipeline or overhauling existing ones, the engineer can give priority to the location of the shut-off valves, which minimizes the potential volume of spills and protects areas with high environmental vulnerability.

References

1. CR 36.13330-2012 Trunk pipelines. Updated version, SNiP 2.05.06-85*. (in Russ).
2. ASME B31.4-2012 Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries.
3. CSA Z662-15: Oil and Gas Pipeline Systems. Canada, Toronto, CSA Group, 2015, 673 p.
4. Report of the OECD Workshop on Pipelines. Series on Chemical Accidents, Paris: OECD, 1997, issue 2. (In French).
5. USDOT. Final Longhorn Pipeline Environmental Assessment, Office of Pipeline Safety of USDOT and USEPA, Dallas TX, 2019. (US).
6. Bonvicini S., Antonioni G., Cozzani V. Assessment of the risk related to environmental damage following major accidents in onshore pipelines. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 2018, Vol. 56, P. 505–516.
7. Afinogentov Yu., Bagdasarova I., Fan. Multi-factor efficiency analysis of structural elements placing on trunk oil pipeline for the optimal design problem. 2019, XXI international conference “Complex systems: control and modeling problems” (CSCMP), IEEE, 2019, P. 343–346.
8. Charnes A., Cooper W.W., Rhodes E. Measuring the efficiency of decision-making units. European Journal of Operation Research, 1978, Vol. 2, issue 6, P. 429–444.
9. Chen Y., Du J. Super-Efficiency in data envelopment analysis. International Series in Operations Research & Management Science, Boston, MA, 2015, Vol. 221.
10. Method of economic assessment of possible damage from pipeline breakage. Methodical instructions of “Rosneft” PJSC, Moscow, 2015, 22 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Фан Сергей Дмитриевич, ведущий инженер отдела концептуального и интегрированного проектирования ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия

Для контактов: fan_s@list.ru

Фан Ирина Александровна, старший преподаватель кафедры «Трубопроводный транспорт» ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Афиногентов Александр Александрович, к.т.н., доцент кафедры «Трубопроводный транспорт» ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Fan Sergej Dmitrievich, lead engineer, LLC “SamaraNIPIneft”, Samara, Russia
Corresponding author: fan_s@list.ru

Fan Irina Aleksandrova, assistant professor, Samara State Technical University, Samara, Russia

Afinogentov Aleksandr Aleksandrovich, ph.d., associate professor, Samara State Technical University, Samara, Russia

Манкенберг – производство промышленной регулирующей арматуры прямого действия

Компания

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

Продукция

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

Качество

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



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



Чем запомнится малому бизнесу 2020 год?

Эпидемия COVID-19 значительно повлияла на бизнес-процессы российских предприятий. Однако, подводя итоги уходящего 2020 года, отечественные производители говорят о том, что далеко не все проекты пришлось отложить, многое из запланированного успешно завершено, а кое-кто даже рискнул запустить инновационные стартапы.

Очевидно, что бизнес-успех 2020-го стал своеобразным показателем технологической и управленческой прочности, которую предприятиям удалось накопить к кризисному году.



Директор по производству воронежской ГК «Некст Трейд» Сергей Давыдов рассказывает об итогах 2020-го — успешных испытаниях, оцифровке производственных процессов и выходе на новые рынки

— К началу 2020 года у компании «Некст Трейд» был сформирован производственный план, включающий в том числе ряд приоритетных проектов: производство новых видов оборудования, улучшение бизнес-процессов и процессов взаимодействия с потребителем, технологические стартапы. Несмотря на санитарно-эпидемиологические ограничения, связанные с COVID-19, нам удалось выполнить большую часть намеченного еще и потому, что во время карантина наше предприятие продолжало работать — таково было решение региональных властей в отношении ряда промышленных предприятий области. Соблюдение всех норм санитарной безопасности на предприятии позволило не допустить заболеваемости и выполнить не только ранее намеченные производственные планы, но и запустить новые проекты.

Сберечь и преумножить

— Одной из приоритетных задач 2020 года для нашей компании было участие в национальном проекте «Бережливое производство». ГК «Некст Трейд» более 20 лет выпускает оборудование для эксплуатации на газовых месторождениях в условиях опасных агрессивных сред. Всё производимое нами оборудование уникально, инженерные решения полностью адаптированы под потребности заказчика и условия эксплуатации на каждом промысле. Как следствие, мы сталкиваемся с постоянной необходимостью перестройки производственных цепочек, что неизбежно ведет к снижению рентабельности производства в целом. Поэтому освоение технологий бережливого производства

стало для нас назревшей необходимостью и реальной точкой роста. Чтобы адаптировать технологии бережливого производства для формата малого бизнеса, мы привлекли к решению задачи группу одаренной молодежи и их наставников: в рамках сотрудничества с Воронежским государственным техническим университетом на базе Центра развития талантливой молодежи ВГТУ была создана проектная группа, в состав которой вошли ведущие преподаватели вуза, студенты и представители компании «Некст Трейд».

В процессе совместной работы были выявлены «узкие места» и потери в потоке создания продукции, оцифрованы все этапы производства через расчет показателей текущего состояния, времени протекания производственного процесса, выработки, производительности, запасов, оборачиваемости, численности и т.д. Анализ информации позволил увидеть полную картину текущего и идеального состояния производственного процесса. В результате был сформирован перечень проблем и разработан план мероприятий по их устранению.

В ближайшее время планируется систематизировать работу через максимально четко прописанные и визуализированные стандарты предприятия. Намечены и дальнейшие шаги сотрудничества с опорным вузом — в частности, план прохождения производственных практик для студентов бакалавриата, магистратуры и факультета среднего специального образования.

Энергетический стартап

В этом году в рамках сотрудничества с бизнес-инкубатором «Сколково» нам удалось запустить еще один абсолютно новый проект — производство запорной арматуры для тепловой энергетики с рабочей температурой эксплуатации 600 °C. Сейчас уже подписаны соглашения с ПАО «Интер РАО» как основным потребителем данного вида продукции, идет оформление технического задания на проектирование и опытно-промышленную эксплуатацию. Наши разработки в области тепловой энергетики заинтересовали и другого крупнейшего владельца российских энергетических активов — ООО «Газпром энергоХолдинг». В интересах этой компании мы прорабатываем возможность выпуска на нашем предприятии трубопроводной арматуры для температуры свыше 560 °C из жаропрочных марок стали (PI-91, DI-59 — аналог продукции Vorr & Reuther (Германия)).

Ранее ГК «Некст Трейд» не выпускала оборудования, рассчитанного на работу в условиях высоких температур, но опыт,

накопленный при разработке и вводе в эксплуатацию уникального высокотехнологичного оборудования для эксплуатации в условиях высокого давления, многолетнее успешное сотрудничество с научными институтами при разработке новых марок стали позволяют нам рассчитывать на успех. Проанализировав техническое задание, мы уже сейчас можем сказать, что 90 % производства возможно осуществить на технологической базе нашего предприятия без привлечения аутсорсеров.

Опираясь на опыт

В этом году мы возобновили сотрудничество с ПАО «ЛУКОЙЛ» в рамках нового проекта производства фонтанной арматуры для ЛУКОЙЛ-Коми. Для реализации проекта планируется использовать те же материально-вещественные практики, которые мы успешно применяли при производстве фонтанной арматуры для Астраханского газоконденсатного месторождения — условия эксплуатации на промыслах во многом идентичны.

На Астраханском ГКМ заканчивается подготовка к проведению испытаний фонтанной арматуры и готовится поставка оборудования для начала прохождения опытно-промышленной эксплуатации. Уникальность и сложность месторождения заключается в высоком пластовом давлении до 70 МПа и содержании примесей в газоконденсате: сероводорода H₂S и CO₂ более 27 %. Для обеспечения надежности и соблюдения гарантированного срока эксплуатации фонтанной арматуры, установленного стандартами ПАО «Газпром», литейное предприятие ООО «Завод Некст Трейд» освоило производство корпусных деталей для компании «Некст Трейд» из коррозионностойкой марки стали СА6NM по американскому стандарту ASTM 487.

Прорыв года

В марте этого года на основании проведенных испытаний антипомпажный клапан НТ-КР-П-400x10-АК1-УХЛ1 производства ГК «Некст Трейд» был рекомендован к проведению опытно-промышленной эксплуатации в составе ГПА № 21 ДКС цеха по ДГ и ГК (ГП «Юбилейный») Надымского НГДУ ООО «Газпром добыча Надым». Проверка функционирования клапана производилась в соответствии с типовой программой и методикой опытно-промышленных (приемочных) испытаний на объектах ПАО «Газпром» № 03/35/3-7116 от 27.12.2019 г. в течение 5 000 часов.

Испытания клапана в составе ГПА проводились после демонтажа существующего



Специалисты ГК «Некст Трейд» на проведении испытаний антипомажного клапана

АПК «Моквенд» и монтажа на его место в обязательку ГПА АПК производства компании «Некст Трейд» с целью подтверждения соответствия его технических характеристик требованиям ТУ, СТО Газпром 2-4.1-212-2008, СТО Газпром 2-4.1-1114-2017, оценки устойчивости и безопасности его работы в реальных условиях эксплуатации.

Сейчас опытно-промышленная эксплуатация клапана успешно завершена, идет оформление итогового протокола и подача документации на внесение в единый реестр ПАО «Газпром» с последующей сертификацией в соответствии со стандартами Интергазсерт.

Инвестиции в производство

Несмотря на объективно сложную экономическую ситуацию года, мы решили не сокращать инвестиции в основные средства производства. В 2020 году ГК «Некст Трейд» было приобретено оборудование для участка по производству уплотнительных элементов австрийской компании Seal Maker, оборудование для организации участка по наплавке коррозионностойких материалов для производства запорной арматуры, токарный станок с ЧПУ.

Объем инвестиций в основные средства производства составил около 70 миллионов рублей, из них 20 миллионов рублей — субсидии фонда Бортника.

В будущее через цифру

Главным трендом работы компании «Некст Трейд» в будущем году станет стандартизация и оцифровка производственных процессов, повышение производительности труда за счет бережливых технологий. Мы стремимся к тому, чтобы сделать контроль качества постоянным, объективным элементом технологии на каждом этапе нашего

производства и соответствовать международным стандартам в этой сфере.

Чтобы иметь полный контроль над производством, на предприятии внедрены элементы Индустрии 4.0: запущена первая очередь программно-аппаратной российской IT-платформы, позволяющая связать все средства производства в единую сеть и создать своего рода виртуальный цифровой двойник предприятия, удобный для мониторинга. Уже оцифрована система работы оборудования станочного парка, теперь мы можем оперировать актуальными данными по загрузке оборудования и своевременно предотвращать возможные сбои в технологических процессах. Следующий шаг — оцифровка бизнес-процессов всего предприятия. Сейчас у нас появилась отличная возможность расширить свои знания в области бережливых технологий, опираясь на опыт крупнейших российских предприятий. Правительство Воронежской области при поддержке госкорпорации «Росатом» реализует программу «Эффективный регион», которая позволит нам, например, получить практическую помощь при оцифровке базы данных испытательной лаборатории, а в дальнейшем при поддержке специалистов «Росатома» внедрить на предприятии систему 5S.

СПАСИБО, КОЛЛЕГИ!

Выражаем глубокую признательность руководителям департаментов ПАО «Газпром» Сергею Николаевичу Меньшикову, Вячеславу Александровичу Михаленко и Павлу Валерьевичу Крылову за помощь и поддержку в организации и проведении испытаний и опытно-промышленной эксплуатации антипомажных клапанов.

Благодарим начальника ГПУ ООО «Газпром добыча Астрахань» Андрея Геннадьевича Екотова, главного инженера ГПУ Николая Евгеньевича Рылова и отдел главного механика ГПУ под руководством Геннадия Викторовича Афанасова за подготовку к проведению испытаний фонтанной арматуры.

Благодарим руководство и инженерно-технический персонал ООО «Газпром добыча Надым»: главного инженера Надымского НГДУ Евгения Подолянского, начальника ПО по ЭДКС и СОГ Бориса Кувытченко, начальника ПО по ЭДКС и СОГ Надымского НГДУ Бориса Ковгана, генерального директора ООО «Газпром добыча Надым» Игоря Мельникова, заместителя генерального директора по производству ООО «Газпром добыча Надым» Виктора Моисеева за практическую помощь, которую мы получали все эти годы. Это было эффективное взаимодействие профессионалов, равно заинтересованных в положительном результате совместной работы.

Особо теплые слова хотелось бы сказать в адрес трудового коллектива компании «Некст Трейд» — талантливых, целеустремленных, любознательных профессионалов, чей ежедневный труд уже более 20 лет делает нашу компанию успешной и конкурентоспособной.

Поздравляем всех с наступающим
Новым годом!

НЕКСТ ТРЕЙД
ГРУППА КОМПАНИЙ

394038, РФ, г. Воронеж,
ул. Дорожная, д. 17, лит «З»
+7 (473) 260-50-05
mail@nt-group.ru
www.nt-group.ru

Уважаемые коллеги, друзья!

Поздравляем Вас с наступающим Новым Годом!
Здоровья, мира, удачи и благополучия!

С наилучшими пожеланиями, коллектив группы компаний

НЕКСТ ТРЕЙД

МАЛЫЙ БИЗНЕС НА СЛУЖБЕ
БОЛЬШОЙ СТРАНЫ





ВЫХОД НА НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ

ОБУЧЕНИЕ ДЛЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ, СПЕЦИАЛИСТОВ И РАБОТНИКОВ НЕФЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

- Рабочие профессии нефтяной и газовой промышленности
- Промышленная безопасность
- Энергетическая безопасность
- Пожарная безопасность
- Экология
- Охрана труда, охрана труда на высоте
- Профессиональные стандарты
- Безопасное строительство
- Курсы повышения квалификации
- ГНВП
- ДОПОГ
- И много других направлений



Группа компаний «Учебный центр «Академик» на рынке образовательных услуг в сфере дополнительного профессионального образования более 15 лет.

Директор Группы компаний «УЦ «Академик», Чумаков Игорь Валентинович, много лет проработал в ведущих нефтяных компаниях. Преподаватели ГК «УЦ «Академик» – специалисты с высшим профильным образованием и большим стажем работы в крупных нефтяных компаниях. Весь штат сотрудников ежегодно повышает свою профессиональную квалификацию, обмениваются опытом с коллегами из других образовательных учреждений.

Классы учебных центров «Академик» оснащены новейшим оборудованием и тренажерами. Наши специалисты применяют современные технические разработки, все возможные тренажеры, в том числе мультимедийный компьютерный тренажер для нефтяников, ремонтников и других специалистов. Реализация образовательных программ ведется с применением электронного обучения с использованием дистанционных образовательных технологий. Наша СДО ПРОФ программа контролирует процесс дистанционного обучения на всех этапах и предоставляет полную отчетность Заказчику.

Обучение возможно, как в классах «УЦ «Академик», а также с выездом преподавателей на территорию Заказчика.

НАШИ ПАРНЁРЫ И ЗАКАЗЧИКИ – ВЕДУЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ:

ООО «Буровая Компания «Евразия»;
ПАО «ЛУКОЙЛ»;
ООО «РИТЭК»;
ПАО АНК «Башнефть»;
ПАО «Газпром»;
ООО «Петровайзер»;
ООО «Сервисный центр «СБМ»;
ООО «ФракДжет-Волга»;
ООО СК «Петроальянс»;
РЖД и другие крупные компании.

ПОЧЕМУ ВЫБИРАЮТ ИМЕННО НАС

- Обучение происходит в очной/очно-зачочной форме с применением дистанционных технологий
- Курсы разрабатываются индивидуально для каждого заказчика
- Доступная стоимость обучения
- Повышение уровня безопасности на производстве
- Оказываем грамотные консультационные услуги в системе ДПО

МЫ В ДВИЖЕНИИ – МЫ ПОСТОЯННО РАСШИРЯЕМСЯ!

Волгоград
ул. Рокоссовского, 60
+7 (937) 707-28-88
+7 8442-26-79-00
akademik-vlg@mail.ru



Самара
Саратов
пр. им. 50 Лет Октября, д. 4/10
+7 8452-40-00-38
+7 908-546-53-44
+7 937-560-31-47
akademik-saratov@mail.ru



Жирновск
Промышленная зона,
участок №20, а/я 17
+7 84454-5-65-05
+7 (927) 531-12-22
akademik307@mail.ru



Камышин
ул. Леонова, 26
+7 8445-72-24-44
+7 (937) 725-16-77
akademik-kam@mail.ru



8-800-700-47-88 (по РФ бесплатно)
instagram.com/ucakademik/
akademik-pro.ru



Сбор данных с нефтяных скважин с помощью теплоэнергоконтроллера ИМ2300 по Lora-технологии

Ощепков А.Ю.¹, Карпов С.Б.², Лопаев В.С.²¹ФГУП «ОКБ «Маяк», ²Пермский государственный национальный исследовательский университет, Пермь, Россия
aos57@mail.ru**Аннотация**

Рассмотрена возможность получения данных от теплоэнергоконтроллера ИМ2300 с использованием сетей LPWAN. В работе представлен пример использования технологии Lora и разработанного программного обеспечения для применения ИМ2300 в сетях Lora: считывания показания каналов различными потребителями.

Материалы и методы

Контроллер ИМ2300, Vega СИ-13, Lora, F#, Microsoft Orleans.

Ключевые слова

промышленный интернет, LPWAN, Lora, контроллер ИМ2300

Для цитирования

Ощепков А.Ю., Карпов С.Б., Лопаев В.С. Сбор данных с нефтяных скважин с помощью теплоэнергоконтроллера ИМ2300 по Lora-технологии // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 96–98. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10121

Поступила в редакцию: 27.11.2020

MEASURING EQUIPMENT

UDC 681.518, 004.735 | Original Paper

Oil wells data collection with IM2300 controller using Lora technology

Oshchepkov A.Yu.¹, Karpov S.B.², Lopaev V.S.²¹Special Design Office “Mayak”, ²Perm State University, Perm, Russia
aos57@mail.ru**Abstract**

The overview of receiving data from the controller IM2300 using LPWAN networks is considered. The paper view an example of using Lora technology and developed software for the use of IM2300 in Lora networks: reading channel readings by different consumers.

Materials and methods

Controller IM2300, Vega SI-13, Lora, F #, Microsoft Orleans.

Keywords

industrial internet, LPWAN, Lora, IM2300 controller

For citation

Oshchepkov A.Yu., Karpov S.B., Lopaev V.S. Oil wells data collection with IM2300 controller using lora technology. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 96–98. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10121

Received: 27.11.2020

Для оперативного контроля и регулирования процесса добычи нефти на скважинах и трубопроводах устанавливают первичные измеряющие устройства, которые получают данные о силе напора насоса, уровне жидкости в резервуаре, а также датчики давления и температуры [1]. Информация от первичных измеряющих устройств подлежит дальнейшему анализу, при этом получение информации может производиться автоматически в онлайн-режиме и/или периодически оператором в заданный интервал времени [2].

Задача сбора и, при необходимости, локальной обработки информации с первичных датчиков, а также последующей передачи данных в диспетчерский пункт может решать теплоэнергоконтроллер ИМ2300. Прибор ИМ2300 имеет на входе токовые каналы 4–20 мА, число-импульсные каналы (ЧИ) и каналы термометров сопротивления (R). Общее число входных каналов – 10 (рис. 1). Погрешность преобразования полученных сигналов не превышает 0,1 % [3].

Данные с прибора могут считываться непосредственно или передаваться через последовательные интерфейсы RS232 и RS485. Для удаленной передачи данных используются адаптеры, такие как ИМ2318-GSM, которые позволяют передавать данные через сотовую сеть GSM и ETHERNET-RS485, соединяя устройство и компьютер на расстоянии до 100 м. Однако наиболее перспективной для дистанционного контроля работы скважин на месторождениях является технология промышленного интернета вещей (IIoT) [4].

Для расширения возможностей получения данных с устройства ИМ2300 было принято решение передавать измеренные значения с помощью технологии глобальных сетей с низким энергопотреблением (LPWAN). LPWAN – это сеть, состоящая из конечных устройств (узлов), шлюзов и концентраторов. Эти сети обычно могут поддерживать тысячи конечных устройств, где каждое устройство питается от батареи. Даже при

низкой мощности передачи эти устройства могут передавать данные на большие расстояния. Лучшими сторонами LPWAN являются: низкая стоимость; более длительный срок службы датчиков от батареи; хорошая скорость передачи данных; низкая задержка; возможность работать с датчиками, которые перемещаются в пространстве; большая дальность передачи данных; больший охват даже в плотных районах, таких как города или леса; простая модель развертывания, которая также предполагает совместимость с существующими сетями и повышенную масштабируемость без помех. Основными технологиями, основанными на LPWAN, являются Lora, Sigfox, NB-IoT.

Сравнительный анализ, представленный в работе [5], показал, что для контроллера ИМ2300 строить решение эффективнее всего на основе сетей Lora. Так как контроллер требует постоянного электропитания, то его по классификации устройств Lora можно определить как «Класс C». Для подключения

контроллера было необходимо подобрать соответствующее устройство-адаптер для подключения в сеть Lora. Также это устройство должно позволять производить соединение с помощью интерфейса RS-485.

В качестве адаптера подошло устройство – счетчик импульсов Vega СИ-13 производства компании «Вега-Абсолют». Также были использованы предоставляемые компанией шлюзы и программное обеспечение для сервера приложений [6].

Контроллер ИМ2300 разрабатывался с расчетом на то, что для получения данных с ним будет взаимодействовать один пользователь, либо сам контроллер будет периодически отсылать данные. Это было вполне естественным и технологичным решением для своего времени и областей применения.

В сети Интернета вещей все устройства подключены к облачным сервисам и могут обмениваться данными между собой и различными сервисами. Облачные сервисы могут использовать одни и те же конечные устройства для выполнения своих задач: считывание показателей, изменение состояния устройств. Сервисы в облачной среде ничего не знают друг о друге. Нет никаких гарантий, что одновременно два или более сервиса не попытаются выполнить взаимоисключающие или противоречащие друг другу задачи. Возникает проблема много-пользовательского доступа к ресурсу. Для решения этой проблемы было разработано специальное программное обеспечение, размещаемое в облачных сервисах, позволяющее внешним клиентам или приложениям, используя специальное API, производить работу с контроллерами ИМ2300 в общей среде, не создавая помех друг другу. Программное обеспечение разрабатывалось на стеке технологий от Microsoft. В качестве основного языка программирования описания логики обработки команд устройствами ИМ2300 и Vega СИ-13 использовался язык F# с исполняющей средой dotnet core 3.1. Пример кода приведен на рисунке 2. В качестве основной парадигмы F# использует функциональное программирование и содержит реализацию алгебраических типов данных, что позволяет писать более простой и надежный код программы. Также был использован фреймворк для построения распределенных вычислений Microsoft Orleans [7].

Для наглядности и проведения экспериментов также было разработано веб-приложение с графическим интерфейсом пользователя для взаимодействия с устройством, использующее вышеупомянутое API. Для проверки работоспособности было произведено считывание показателей измеренных значений нескольких каналов контроллера ИМ2300. Приложение позволяет считывать отдельные каналы в реальном времени или считывать показания нескольких каналов сразу, есть возможность установить периодическое считывание каналов и выдачу результатов как поток данных внешним сервисам (рис. 3).

Произвести считывание измеренных данных в черте города удалось на расстоянии 6 км между контроллером ИМ2300 и

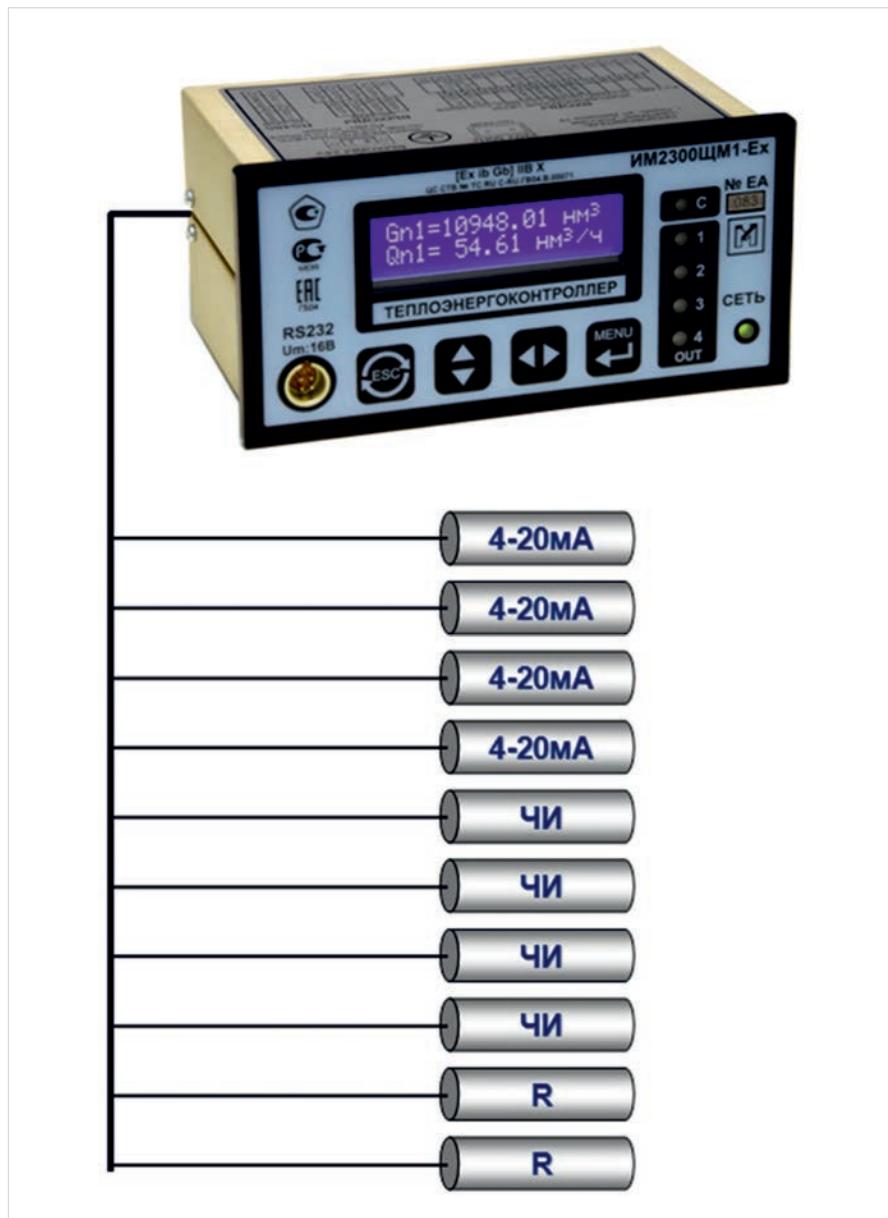


Рис. 1. Подключение первичных датчиков к прибору ИМ2300
Fig. 1. Connecting primary sensors to the IM2300 device

```
[<AllowNullLiteral>]
type GrainCommandHandler<'TState, 'TCommand, 'TEvent, 'TError, 'TLogger> (grainId :string,
                                                               grainType: string,
                                                               producer : 'TState -> 'TCommand -> Result<'TEvent, 'TError>,
                                                               state: unit -> 'TState,
                                                               commit : 'TEvent -> Task,
                                                               publish : 'TEvent -> Task,
                                                               errorHandler : 'TError -> Exception,
                                                               logger : ILogger<'TLogger>) =
    member this.Handle (command : 'TCommand) :Task<'TEvent>
        logger.LogInformation("Grain (@type) {@grainId} начал обработку команды {command}", grainType, grainId, command)
        let s = state()
        upcast task {
            match producer s command with
            | Ok event ->
                do! commit event
                logger.LogInformation("Grain (@type) {@grainId} зафиксировал событие {event}", grainType, grainId, event)
            | Error e ->
                logger.LogError("Grain (@type) {@grainId} выдал ошибку {error}", grainType, grainId, e)
                return Task.FromException(errorHandler e)
        }
    
```

Рис. 2. Пример программного кода на языке F# для описания логики обработки команд устройствами ИМ2300 и Vega СИ-13
Fig. 2. An example of program code in the F# language for describing the logic of command processing by the IM2300 and Vega SI-13 devices

шлюзом Lora. Это является хорошим показателем, поскольку в городе гарантируется дальность приема и передачи сигнала 2–5 км, тогда как для загородной местности этот показатель составляет 30 км [6].

Итоги

Показаны возможности работы теплоэнергоконтроллера IM2300 в сетях Lora.

Выводы

Результаты показывают, что разработанное программное обеспечение и возможности получения данных с теплоэнергоконтроллера IM2300 в сети IIoT, применяемые для оперативного мониторинга работы нефтяных скважин, могут быть расширены с использованием сетей Lora [8].

Литература

1. Лопухов И. Интеллектуальные системы на нефтяных месторождениях // Control Engineering Россия. 2017, № 2. С. 74–78.
2. Самбурова А.А., Сергеев И.Ю. Способ измерения дебита нефтяных скважин. Патент № RU 2701268 С1 от 25.09.2019.
3. Прибор вторичный теплоэнергоконтроллер IM2300. Руководство по эксплуатации. IM23.00.001РЭ. Гос. реестр № 14527-17. 2017. URL: <http://okbmayak.perm.ru/download/IM2300Re1.pdf>
4. Dartnell K. Нефтегазовая отрасль движет курс на цифровизацию // Control
- Engineering Россия IIoT. 2018. Май. Р. 14–15.
5. Лопаев В.С. Современные технологии дистанционного сбора данных с приборов учета энергоресурсов // Вестник Пермского университета. Информационные системы и технологии. 2019, № 1. С. 40–43.
6. Устройство Lorawan Vega СИ13. Руководство по эксплуатации. URL: https://iotvega.com/content/ru/si/si13_485/01-%D0%92%D0%95%D0%93%D0%90%20%D0%A1%D0%98-13%20%D0%A0%D0%A0%9F_rev%2011.pdf
7. Bykov S., Geller A., Kliot G., Larus J.R., Pandya R., Thelin J. Orleans: A Framework for Cloud Computing. URL: <https://www.microsoft.com/en-us/research/wp-content/uploads/2010/11/pldi-11-submission-public.pdf>
8. Марисов Д.А., Зацепин А.Ю., Марин Е.А., Терлеев А.В., Ларионова М.Ю. Интернет вещей в нефтегазовой сфере: анализ технологии Lorawan и возможности прикладного применения // PROНЕФТь. Профессионально о нефти. 2019, № 2. С. 76–80.

ENGLISH

Results

The overview of the possibilities operation of the controller IM2300 in Lora networks are shown.

References

1. Lopukhov I. Intelligent systems at oil fields. Control Engineering Russia, 2017, issue 2, P. 74–78.
2. Samburova A.A., Sergeev I.Yu. Method for measuring flow rate of oil wells. Patent for invention № RU 2701268 С1 от 25.09.2019.
3. Device secondary heat and power controller IM2300. Manual. M23.00.001RE. State register No. 14527-17. 2017. URL: <http://okbmayak.perm.ru/download/IM2300Re1.pdf>

Conclusions

The results show that the developed software and the possibility of obtaining data from the controller IM2300 in the IIoT network, used for operational monitoring of oil wells operation, can be expanded using Lora networks.

4. Dartnell K. The oil and gas industry is heading towards digitalization. IIoT Supplement to the journal Control Engineering Russia, 2018, P. 14–15.
5. Lopaev V.S. Modern technologies of remote data collection from energy metering devices. Bulletin of Perm University. Information systems and technologies, 2019, issue 1, P. 40–43.
6. Device Lorawan Vega SI 13. Operation manual. URL: https://iotvega.com/content/ru/si/si13_485/01-%D0%92%D0%95%D0%93%D0%90%20%D0%A1%D0%98-13%20%D0%A0%D0%A0%9F_rev%2011.pdf

7. Bykov S., Geller A., Kliot G., Larus J.R., Pandya R., Thelin J. Orleans: A Framework for Cloud Computing. URL: <https://www.microsoft.com/en-us/research/wp-content/uploads/2010/11/pldi-11-submission-public.pdf>
8. Marisov D.A., Zatsepin A.Yu., Marin E.A., Terleev A.V., Larionova M.Yu. Internet of things in the oil and gas industry: Lorawan technology analysis & use cases. PRONEFT. Professionalno o nefti, 2019, issue 2, P. 76–80.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ощепков Александр Юрьевич, к.ф.-м.н., директор-главный конструктор ФГУП «ОКБ «Маяк», Пермь, Россия
Для контактов: aos57@mail.ru

Карпов Сергей Борисович, ПГНИУ, доцент кафедры радиоэлектроники и защиты информации, Пермь, Россия

Лопаев Вячеслав Сергеевич, ПГНИУ, аспирант, Пермь, Россия

Oshchepkov Aleksandr Yurevich, director-chief designer Special Design Office "Mayak", Perm, Russia
Corresponding author: aos57@mail.ru

Karpov Sergej Borisovich, lecturer Perm State University, Perm, Russia

Lopaev Vyacheslav Sergeevich, graduate student Perm State University, Perm, Russia

Новые технологии в области диагностики, современные методики и оборудование



- Неразрушающий и разрушающий контроль деталей, узлов и оборудования нефтегазового комплекса
- Диагностическое сопровождение плановых и капитальных ремонтов основных фондов

Разработка и применение перспективного и уникального оборудования для контроля газо – нефте – продуктопроводов (\varnothing 530 – 1420 мм)

Сканер – дефектоскоп NDM18 «TestMaster»

- 🔍 Эффективное обследование труб, выявление дефектов от 0,3 мм
- ⌚ Скорость сканирования до 5 м/мин
- 🛡️ Некритичность к подготовке поверхности контроля
- ⬇️ Возможность обследования труб через изоляционное покрытие
- ↔️ Оптимальные массогабаритные характеристики, блочная схема



ООО ДНТЦ «Дефектоскопия»

г. Москва, ул. Ферганская, д. 6, стр.2
+7 (495) 544-46-50
defectoscopia@ndmag.ru

Автоматизация сепараторов — новые датчики и новые системы компании «Валком»

Колмогорцев Е.Л.

к.т.н., начальник проектного отдела ООО «Валком», Санкт-Петербург, Россия

Природный газ и газовый конденсат являются ценным сырьем нефтехимической промышленности и одним из широко применяемых и распространенных видов энергоносителей. Обработка добываемого газа и газового конденсата осуществляется на комплексных установках подготовки газа УКПГ, на которых, в частности, осуществляется разделение добываемой продукции скважин на природный газ, газовый конденсат и удаление пластовой воды с применением двухфазных и трехфазных сепараторов.

Для непрерывной работы сепараторов должен быть обеспечен автоматический сброс пластовой воды и газового конденсата по мере заполнения соответствующих камер сепаратора.

ООО «Валком» спроектировало и серийно выпускает системы удаления жидкости (СУЖ) для двухфазных и трехфазных сепараторов. В системах СУЖ применены новые разработки компании «Валком»: сигнализатор раздела фаз UTS, являющийся дальнейшим развитием и модификацией выпускаемых сигнализаторов уровня UTS, а также гидроакустический измеритель уровня TGD-G. Сигнализатор раздела фаз в исполнениях LS1, LS2, IL обеспечивает контроль раздела фаз «жидкость-воздух», «вспененная жидкость-воздух» и «вода-другие жидкости» соответственно. Гидроакустический измеритель TGD-G обеспечивает прямое измерение уровня в резервуарах высотой до 4 м с высокой точностью.



Рис. 1.
Сигнализатор
раздела фаз UTS



Рис. 2.
Гидроакустический
измеритель TGD-G

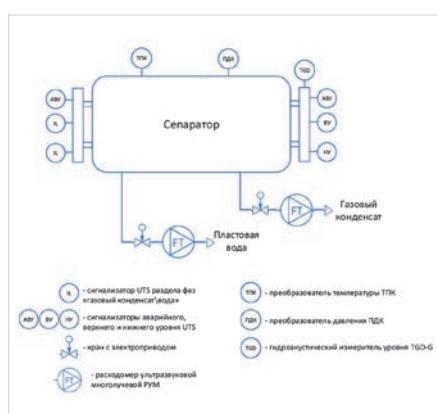


Рис. 3. Упрощенная структурная схема трехфазного сепаратора с датчиками системы удаления

Отличительной особенностью систем производства компании «Валком» является применение средств автоматизации собственного производства: датчиков и сигнализаторов давления ПДК, датчиков и сигнализаторов температуры ТПК, сигнализаторов уровня и раздела фаз UTS, акустических и гидроакустических измерителей уровня TGD и TGD-G, расходомеров РУМ, промышленных компьютеров серии МОС, контроллеров и преобразователей интерфейсов серии ПИ-485. При этом на всю выпускаемую продукцию получено заключение Минпромторга РФ о подтверждении производства промышленной продукции на территории РФ.

Система удаления жидкости для сепаратора включается в себя:

- шкаф управления, обеспечивающий контроль и управление технологическим процессом, сигнализацию АПС, а также взаимодействие с оператором посредством встроенной панели управления;
- шкаф силовой, обеспечивающий питание и управление электроприводами запорной арматуры;
- комплект датчиков давления, температуры и расходомеров;
- уровнемерные колонки с измерителями уровня и сигнализаторами уровня/раздела фаз.

Система удаления жидкости обеспечивает непрерывный контроль давления и температуры в сепараторе. При выходе давления или температуры в сепараторе за заданные пределы формируется световая и звуковая сигнализация АПС. Установленные уровнемерные колонки на камерах сепаратора обеспечивают непрерывный контроль и сигнализацию уровня в соответствующих камерах сепаратора, на колонках установлены как датчики контроля, так и средства местной визуальной индикации уровня.

В камере «конденсат/вода» на уровнемерной колонке установлены сигнализатор UTS аварийного верхнего уровня и два сигнализатора UTS раздела фаз «газовый конденсат/вода». При срабатывании верхнего сигнализатора раздела фаз «газовый конденсат/вода» система управления автоматически открывает кран сброса жидкости, сброс воды осуществляется до уровня срабатывания сигнализатора раздела фаз «газовый конденсат/вода», установленного в нижней части уровнемерной колонки, после чего кран сброса закрывается. При повышении уровня в камере до уровня срабатывания верхнего сигнализатора раздела фаз процесс повторяется.

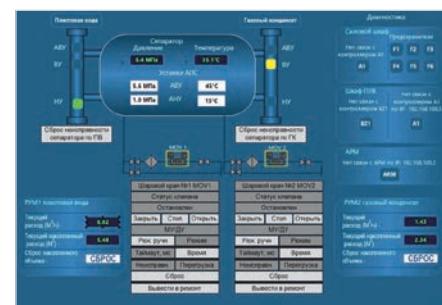


Рис. 4. Видеокадр панели оператора системы удаления жидкости СУЖ

В камере накопления газового конденсата на уровнемерной колонке установлены три сигнализатора уровня UTS — аварийного, верхнего (ВУ) и нижнего (НУ), — а также гидроакустический измеритель уровня TGD-G. При достижении уровня срабатывания сигнализатора ВУ система управления автоматически открывает кран сброса газового конденсата. При срабатывании сигнализатора нижнего уровня НУ кран сброса автоматически закрывается. Текущий уровень жидкости контролируется гидроакустическим измерителем уровня TGD-G и отображается на панели оператора.

Объем сбрасываемой с сепаратора воды и газового конденсата контролируется ультразвуковыми многолучевыми расходомерами РУМ.

Информация со всех датчиков о текущих параметрах работы сепаратора, выходе контролируемых параметров за заданные пределы, текущем режиме работы системы, имеющихся неисправностях и т.п. отображается в графическом виде на панели оператора, входящей в состав системы удаления жидкости.

При нештатных ситуациях возможно переполнение камер сепаратора и нарушение режима его функционирования. В этом случае происходит срабатывание соответствующего сигнализатора аварийного верхнего уровня и включается аварийная световая и звуковая сигнализация АПС для привлечения внимания оператора и принятия необходимых мер.

Разработанная компанией «Валком» система удаления жидкости СУЖ может применяться как для новых сепараторов, так и при модернизации уже эксплуатируемых установок.



+7 (812) 320-98-33
www.valcom.ru
info@valcom.ru

г. Уфа, ул. Зеленогорская, 9
450059, Уфа, п/я 23
Тел./факс: +7 (347) 236-92-52,
295-95-12, 295-95-13
info@nicmi.ru

НИЦМИ

НАУЧНО- ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ЦЕНТР МНОГОУРОВНЕВЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

Производитель уникального
оборудования
для нефтяной промышленности

РАЗРАБОТКА УНИКАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ИДЕНТИФИКАЦИИ СРЕД В МНОГОКОМПОНЕНТНЫХ ПРОДУКТАХ

В основе технологии используются
физические свойства распространения
электромагнитных волн в средах с
различной диэлектрической и магнитной
проницаемостью.



МИКРОВОЛНОВЫЙ ПОТОЧНЫЙ ВЛАГОМЕР МПВ700, МПВ700ВС



НАЗНАЧЕНИЕ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ:

- Мгновенное измерение водосодержания в мультифазном потоке жидкости, содержащем смесь газа, нефти и воды
- Измерение скользящего среднего водосодержания в потоке жидкости за заданный интервал времени
- Выдача сигналов на исполнительные механизмы различного типа: 420 mA, RS485, Modbus RTU Master, Modbus RTU Slave
- Передача результатов измерений и состояния исполнительных механизмов в АСУ ТП

Предельная абсолютная погрешность измерения объемной доли воды:

В диапазоне от 0 до 50% влагосодержания.....	0,4%
В диапазоне от 50 до 100% влагосодержания.....	1,5%
Содержание свободного газа.....	10%

Быстродействие измерение и передачи данных:

Модель МПВ700.....	5 сек
Модель МПВ700ВС.....	1 сек

ПРИМЕНЕНИЕ: На скважинах и установках учета добываемой нефти в АГЗУ.
На блоках измерения качества нефти. На установках подготовки нефти и воды

МНОГОФАЗНЫЙ УРОВНЕМЕР УМФ700



НАЗНАЧЕНИЕ И ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ:

- Измерение положения границ разделов сред газ/нефть, нефть/эмulsion, эмульсия/вода
- Идентификация каждой среды: газ, нефть, эмульсия, вода
- Формирование технологической диаграммы для качественного технологического процесса (качество отстоя, структура эмульсионной зоны)

Интерфейсы передачи данных: 420 mA, RS485串行, UART, Modbus RTU Master, Modbus RTU Slave, Modbus TCP/IP, Ethernet
Уровнемер дополнен новым измерительным каналом влагосодержания

Предельная абсолютная погрешность измерения уровня газ/нефть.....	1 мм
Предельная абсолютная погрешность измерения уровня нефть/эмulsion.....	5 мм
Содержание воды на границе раздела нефть/эмulsionа более...	5%
Предельная абсолютная погрешность измерения уровня эмульсия/вода.....	5 мм
Диапазон измерений значений уровня (высота измеряемой емкости).....	0,3 - 20 м
Предельная абсолютная погрешность водосодержания в эмульсии.....	1,5%

ПРИМЕНЕНИЕ: На резервуарах. На технологических аппаратах. На трубах и трубных водоотделителях

Высокотехнологичное инновационное оборудование на отечественной программно-аппаратной платформе

РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ

КАДЕТ

инструмент для поддержания
баланса эффективной
и безопасной работы



Наличие в газовом потоке твердых фракций в виде песка может привести к эрозионно-коррозионным повреждениям скважинного оборудования

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.

Основные характеристики:

Минимальный размер регистрируемых частиц.....	20 мкм.
Минимальный регистрируемый объем выносимых частиц.....	0,002 г/сек.
Период обновления данных.....	от 15 сек. до 60 мин.
Чувствительный элемент (акусто-эмиссионный),.....	3 шт.
Возбудитель.....	1 шт.
Температура окружающей среды.....	от -50 до +50°C.
Срок службы внутренних элементов питания, при опросе один раз каждую минуту.....	не менее 36 мес.
Конструктивное исполнение — «искробезопасная электрическая цепь»	
2ExidIA T4	

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



- 1 Мониторинг выноса песка из скважин в режиме реального времени
- 2 Регистратор адекватно и эффективно регистрирует факты выноса песка и контролирует тренды этого выноса из газодобывающих скважин
- 3 Высокая помехоустойчивость. Нулевое значение при отсутствии выноса песка.
Регистрирует только твердые частицы
- 4 Наличие радиоканала позволяет считывать результаты измерений с помощью мобильного АРМ и передавать данные на расстояние до 5 км
- 5 Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВТФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи
- 6 Широкий динамический диапазон регистрации, простой понятный интерфейс, удобство обслуживания
- 7 В регистраторе предусмотрена возможность изменения настроек при проведении калибровок на конкретном газовом промысле
- 8 Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора
- 9 Конструкция элементов регистратора не предполагает при проведении монтажа регистратора выполнения огневых и сложных монтажных работ
- 10 РВТФ «КАДЕТ» позволяет проводить мероприятия по поддержанию оптимального режима работы скважины

 БИНАР

607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д 12, стр.15,
+ 7 (83130) 5-99-35, 5-99-53
binar@binar.ru, www.binar.ru

К вопросу об эффективности применения аморфной стали в магнитопроводах инновационных силовых трансформаторов

Проничев А.В.¹, Казанцев А.А.², Ветлугин М.Н.²

¹ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия, ²ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия
pronichevAV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Потери электроэнергии в электроустановках электрических сетей и систем электроснабжения — это с точки зрения закона сохранения энергии неизбежные энергетические затраты на обеспечение физической сущности процессов передачи и распределения электроэнергии. В современных условиях потери электроэнергии и мощности можно снизить применением в конструкциях силовых трансформаторов следующих инновационных решений: использование эффекта сверхпроводимости низко- и высокотемпературной, внедрение новых эффективных способов формирования основного магнитного потока с помощью аморфных ферромагнитных материалов и применение комбинированных конструкций силовых трансформаторов, сочетающих в себе перечисленные выше решения. В работе произведено моделирование традиционного силового трансформатора и трансформатора с аморфным магнитопроводом в пакете программ Ansys Maxwell. Получены значения потерь активной мощности на вихревые токи, а также картины распределения напряженности магнитного поля и магнитной индукции. Проведены экспериментальные расчеты зависимости характеристик трансформатора с сердечником из аморфной стали от температуры окружающей среды, с учетом нахождения магнитопровода в криогенной среде. Применение аморфной стали в конструкции магнитопровода позволяет снизить потери на вихревые токи. Доказан положительный эффект при работе аморфного магнитопровода в условиях низких температур.

Материалы и методы

В пакете программ Ansys Maxwell методом конечных элементов произведены расчеты потерь активной мощности на вихревые токи в сердечнике традиционного силового трансформатора (ТСТ) и трансформатора с аморфным магнитопроводом (АМТ). Проведен экспериментальный анализ зависимости токовых характеристик аморфного магнитопровода от температуры, в том числе с учетом нахождения магнитопровода в криогенной

среде. В качестве входного сигнала использовался меандр, снятие характеристик производилось цифровым осциллографом.

Ключевые слова

трансформатор, энергосбережение, потери, энергоэффективность, аморфные магнитные материалы, высокотемпературные сверхпроводниковые материалы

Для цитирования

Проничев А.В., Казанцев А.А., Ветлугин М.Н. К вопросу об эффективности применения аморфной стали в магнитопроводах инновационных силовых трансформаторов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 103–107 . DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10120

Поступила в редакцию: 10.11.2020

ELECTRICAL ENGINEERING

UDC 621.311.001.57 | Original Paper

On the question of the amorphous steel use effectiveness in the magnetic core of an innovation power transformers

Pronichev A.V.¹, Kazantzev A.A.², Vetlugin M.N.²

¹“SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia, ²Samara State Technical University, Samara, Russia
pronichevAV@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The loss of electricity in electric installations of electrical networks and power supply systems is, from the point of view of energy conservation law, the inevitable energy and economic costs of ensuring the physical essence of the above technological processes. In modern conditions, the loss of electricity and power can be reduced by using the following innovative solutions in power transformer designs: the use of the superconductivity effect of low- and high-temperature, the introduction of new efficient methods for the formation of the main magnetic flux by means of amorphous ferromagnetic materials and the use of combined structures of power transformers combining the above solution. In the article, the simulation of a traditional power transformer (TPT) and a transformer with an amorphous magnetic core (ACT) in the Ansys Maxwell software package is carried out. The values of active power losses due to eddy currents, as well as the distribution patterns of the magnetic field strength and magnetic induction are obtained. Experimental calculations of the dependence of the characteristics of a transformer with an amorphous steel core on the ambient temperature, taking into account the location of the magnetic circuit in a cryogenic medium, have been carried out. The use of amorphous steel in the design of the magnetic circuit will reduce the no-load losses. A positive effect has been proven when an amorphous magnetic core operates at low temperatures.

Materials and methods

In the Ansys Maxwell software package, the finite element method was used to calculate the active power losses due to eddy currents in the core of a traditional power transformer (TPT) and a transformer with an amorphous magnetic circuit (ACT).

An experimental analysis of the amorphous magnetic circuit current characteristics dependence on temperature is carried out, including

taking into account the location of the magnetic circuit in a cryogenic medium. A meander was used as an input signal; the characteristics were taken with a digital oscilloscope.

Keywords

transformer, power saving, slips, energy efficiency, amorphous magnetic materials, high-temperature superconductor materials

For citation

Pronichev A.V., Kazantzev A.A., Vetrugin M.N. On the question of the amorphous steel use effectiveness in the magnetic core of an innovation power transformers. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 103–107. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10120

Received: 10.11.2020

В последние годы во всех отраслях экономики отмечается значительный рост объема и плотности электропотребления в системах электроснабжения. При этом существует острая проблема высокого уровня нормируемых технологических потерь электрической энергии. С учетом жестких требований по его качеству и надежности наиболее эффективным и кардинальным техническим решением этой проблемы является применение инновационного электрооборудования. Для подстанций это ТСТ, обмотки которых выполняются с использованием явления высокотемпературной сверхпроводимости, а сердечники — из аморфных ферромагнитных материалов. Такие решения используются в конструкциях силовых трансформаторов (СТ) как по отдельности, так и совместно.

Всё это особенно актуально для напряженных и ответственных систем электроснабжения нефтяных месторождений. Можно констатировать, что перечисленные мероприятия пока не имеют широкого применения в существующих системах электроснабжения. Это связано с тем, что отечественная электротехническая промышленность практически еще не освоила производство названного электрооборудования, а зарубежное электрооборудование по многим причинам еще не получило должного распространения. Кроме того, отсутствует нормативная база по созданию и эксплуатации перспективных систем электроснабжения, включающих в себя инновационное электрооборудование и, прежде всего, то, что связано с построением адекватных

математических моделей для анализа их рабочих режимов [1–8].

В данной работе рассматривается аморфный сплав марки 1СР АМЕТ. В отличие от традиционной электротехнической стали он обладает следующими свойствами:

- высокая магнитная проницаемость;
- малая коэрцитивная сила;
- высокая индукция насыщения;
- высокое удельное сопротивление.

Первые два свойства обеспечивают низкие потери на гистерезис, а последние — низкие потери на вихревые токи [9]. Высокое удельное сопротивление материала является основным критерием для обеспечения низких потерь на вихревые токи. Магнитное поле, создаваемое обмотками, пронизывает магнитопровод. Под действием

Таб. 1. Магнитные свойства

рассматриваемых материалов
Tab. 1. Magnetic properties of the materials under consideration

Материал	Холодноката- ная электротехническая сталь 3404	Аморфный сплав
Магнитная индукция насыщения, Тл	2,04	1,56
Магнитная проницаемость, Гн/м	7500	150000

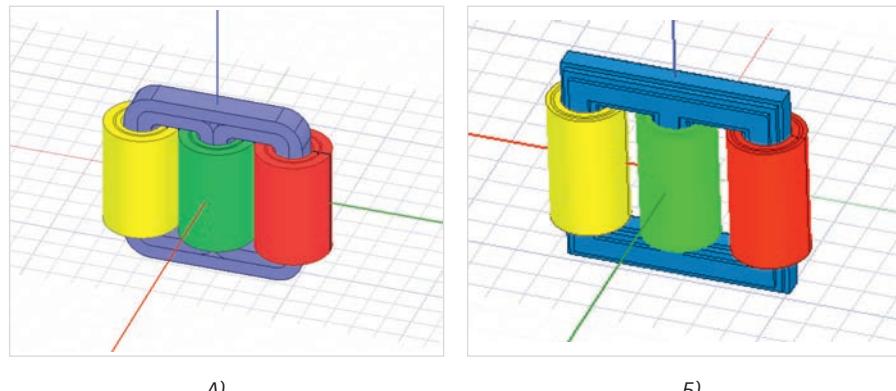
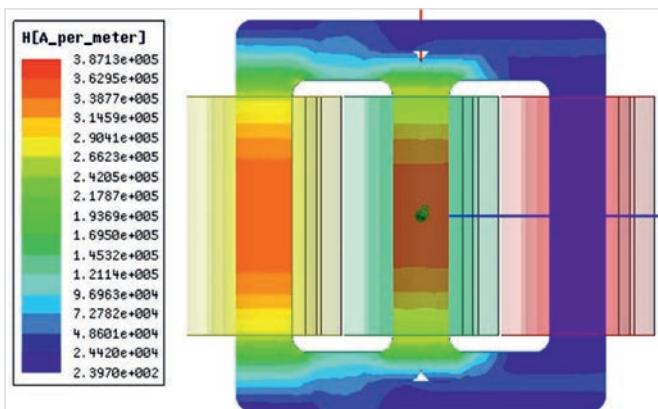
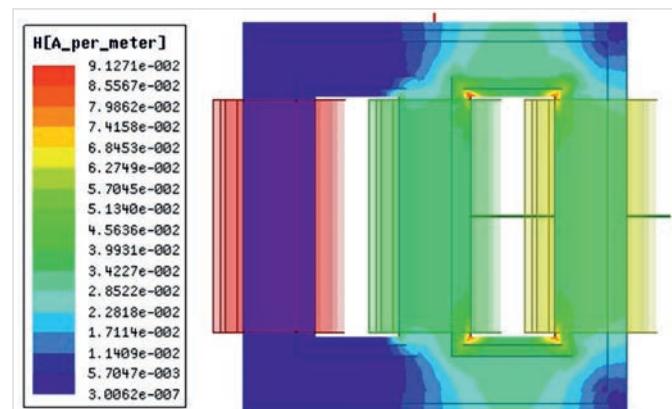


Рис. 1. Модели АМТ (А) и ТСТ (Б), выполненные в программном пакете Ansys Maxwell
Fig. 1. Models ACT (A) and TPT (B) made in the Ansys Maxwell software package

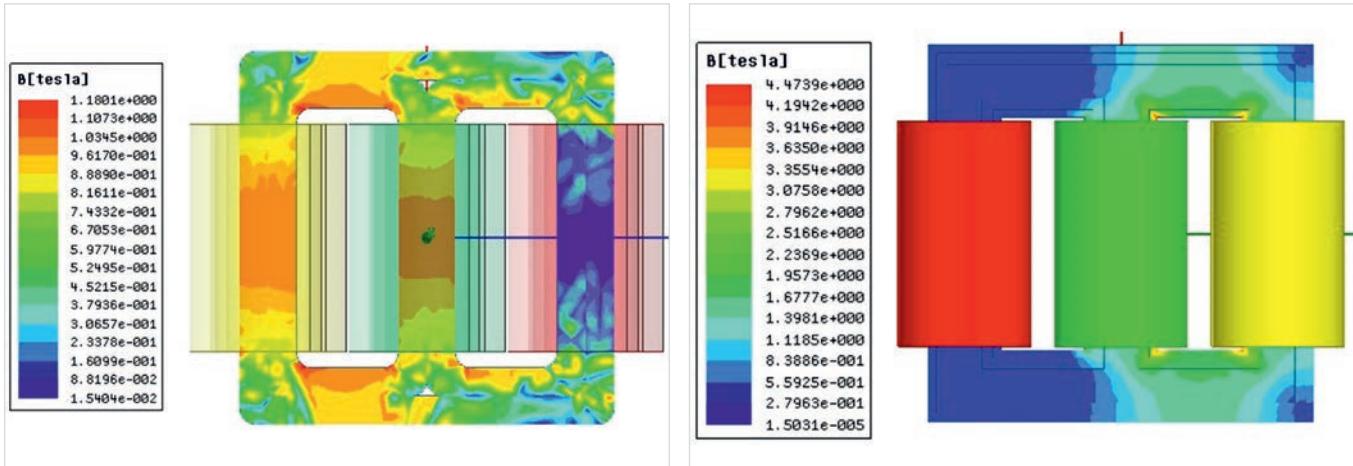


А)



Б)

Рис. 2. Распределение напряженности магнитного поля в АМТ (А) и в ТСТ (Б)
Fig. 2. Distribution of magnetic field strength in ACT (A) and TPT (B)



A)

Б)

Рис. 3. Распределение магнитной индукции в АМТ (А) и ТСТ (Б)
Fig. 3. Distribution of magnetic induction in ACT (A) and TPT (B)



Рис. 4. Сравнение потерь на вихревые токи в АМТ и ТСТ
Fig. 4. Comparison of eddy current losses in ACT and TPT



Рис. 5. Испытуемый образец трансформатора в ходе подготовки к замерам в криостате с жидким азотом
Fig. 5. Test sample of the transformer in preparation for measurements in a cryostat with liquid nitrogen

изменяющегося магнитного поля возникают токи Фуко. Так как сопротивление магнитопровода велико, то сила индукционного тока будет мала. Принимая во внимание правило Ленца, токи в магнитопроводе, наведенные обмотками, протекают таким образом, чтобы в наибольшей мере противодействовать причине, вызывающей их протекание. Это говорит о том, что высокое удельное сопротивление будет обеспечивать низкие потери на вихревые токи.

Целью данной работы является определение магнитных характеристик аморфной стали в конструкции магнитопровода силового трансформатора для снижения потерь холостого хода как значительной части технических потерь электрической энергии и мощности в электроэнергетических системах.

В рамках данной работы в программном пакете Ansys Maxwell были созданы математические модели АМТ и ТСТ (рис. 1). Существенные различия данных конструкций заключаются в магнитопроводе. У АМТ магнитопровод выполнен из листов аморфного сплава толщиной всего 0,035 мм. У ТСТ магнитопровод выполнен из листов холоднокатаной электротехнической стали 3404, толщина которой 0,35 мм.

Для расчетов потерь на вихревые токи были заданы следующие свойства для марки сплава АМТ и марки стали ТСТ:

- зависимость магнитной индукции от напряженности магнитного поля;
- плотность материала;
- проводимость;
- зависимость потерь от магнитной индукции.

Также в модели были учтены магнитные свойства для марки сплава АМТ и марки стали ТСТ, которые представлены в таблице 1.

Расчет потерь активной мощности, распределения напряженности магнитного поля, а также магнитной индукции производился методом конечных элементов. Метод основан на разбиении спроектированных моделей АМТ и ТСТ, состоящих из сплошных тел, на конечные элементы исчислимого количества. Расчет заключается в аппроксимации дискретной модели, которая создается из

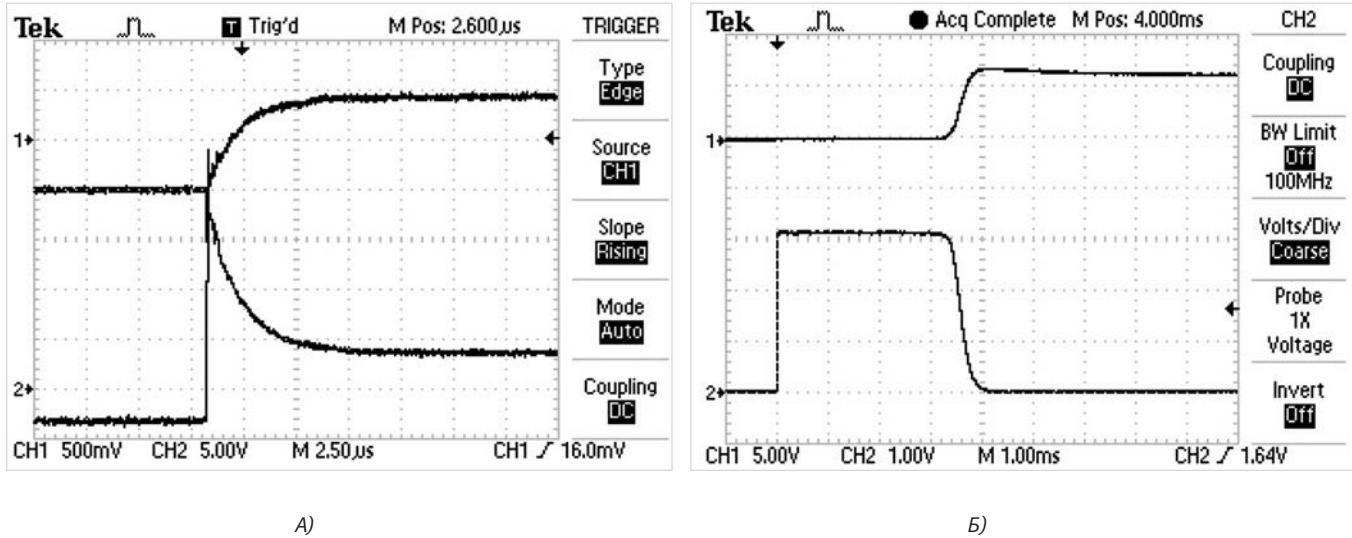


Рис. 6. Осциллографмма тока в цепи (CH1) и падения напряжения на вторичной обмотке (CH2) при нормальных условиях (А) и в криогенной среде (Б)

Fig. 6. Oscillogram of the current in the circuit (CH1) and the voltage drop across the secondary winding (CH2) under normal conditions (A) and in a cryogenic environment (B)

множества кусочно-непрерывных функций определенных в конечном числе подобластей (элементов).

Результаты моделирования представлены на рисунках 2 и 3. Магнитная индукция и напряженность магнитного поля у АМТ на порядок выше, что говорит о его лучших магнитных характеристиках в сравнении с ТСТ.

По результатам моделирования для АМТ и ТСТ были построены графики зависимости потерь активной мощности на вихревые токи в сердечнике силового трансформатора от времени (рис. 4).

Из графика видно, что потери в трансформаторе с аморфным магнитопроводом значительно ниже, чем в традиционном силовом трансформаторе. Среднее значение потерь на вихревые токи для ТСТ составило 290,5 Вт. Для АМТ — 41,9 Вт. Проведенные расчеты позволяют судить о том, что потери холостого хода в АМТ почти в 7 раз меньше, чем в ТСТ.

При использовании аморфного магнитопровода совместно со сверхпроводниковыми обмотками возможны две разные конструкции, отличающиеся конструкцией криостата. В первом случае в криостате помещаются только обмотки трансформатора, а магнитопровод находится при нормальных условиях (теплое исполнение). Во втором случае в криостате помещаются магнитопровод с обмотками целиком. В связи с этим вопрос изменения магнитных свойств аморфного магнитопровода и влияние этого изменения на передаточную функцию всего трансформатора представляет научный интерес.

Для опытного анализа токовых характеристик аморфного магнитопровода в зависимости от его температуры авторским коллективом был собран экспериментальный тороидальный трансформатор (рис. 5) с габаритами 120:80:20 мм с магнитопроводом из ленточной аморфной стали. Обе обмотки выполнены проводом марки ПЭЛШКО диаметром 1 мм. Эксперимент проводился при температуре кипения жидкого азота (77, 4К).

В качестве входного сигнала использовался меандр с генератора НЧ Г3-112. Снятие характеристик производилось цифровым осциллографом Hantek idso1070a. Как видно из рисунка 6, передаточная функция аморфного магнитопровода обладает высоким качеством, о чем свидетельствует малый сдвиг между входным и выходным сигналом напряжений. Данное явление вызвано очень высокой начальной магнитной проницаемостью. Необходимо сравнить начальный участок характеристики на осциллограмме 6А при нормальных условиях с нисходящей частью осциллограммы 6Б, отвечающей криогенному состоянию, — оба графика показывают один переходный процесс, описывающий реакцию вторичной обмотки на установление магнитного потока при пристечении в цепи первичной обмотки входного токового сигнала. Схожие по амплитуде, но разные по величине падения напряжения на активном сопротивлении вторичной обмотки позволяют сказать, что изменение температуры аморфного магнитопровода влияет на его магнитные параметры в лучшую сторону, но не значительно.

Итоги

Из результатов моделирования видно, что энергоэффективность инновационных трансформаторов значительно выше, чем энергоэффективность трансформаторов с традиционным исполнением магнитопровода и обмоток. Применение аморфной стали в конструкции магнитопровода распределительного силового трансформатора позволит снизить потери холостого хода, тем самым благотворно повлиять на экономические показатели эксплуатации месторождений нефти и газа. В ходе работы доказано, что помещение магнитопровода из аморфной стали в криогенную среду не приводит к ухудшению его характеристик. Это позволяет судить о возможности создания комбинированной конструкции силового трансформатора с совмещенным расположением аморфного магнитопровода со сверхпроводниковыми обмотками внутри криостата.

Выходы

Проведенные в рамках данной работы исследования позволяют прийти к заключению о том, что введение в эксплуатацию силовых распределительных трансформаторов с магнитопроводами из аморфных сплавов, высокотемпературных сверхпроводниковых трансформаторов и их комбинированной конструкции является одним из наиболее перспективных путей снижения технических потерь в электрических сетях нефтегазовых месторождений. В компаниях нефтегазового сектора [10], электросетевых компаний [11, 12] введены рекомендации по применению энергосберегающего оборудования, что создает предпосылки для дальнейшего роста отечественной производственной базы и развития технологий производства трансформаторов с магнитопроводом из аморфной стали.

Литература

- Савинцев Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных СТ I-III габаритов // Электрооборудование: эксплуатация и ремонт. 2012. № 1. С. 43–53.
- Александров Н.В. Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Новосибирск: НГТУ, 2014. 155 с.
- Dai S., Ma T., Qiu Q., Zhu Z., Teng Yu., Hu L. Development of a 1250-kVA superconducting transformer and its demonstration at the superconducting substation. IEEE Transactions on applied superconductivity, 2016, Vol. 26, issue 1, P. 1–7.
- Laphorn A.C., Wade G.E., Bodger P.S. HTS transformer: Construction details, test results, and noted failure mechanisms. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, Vol. 26, issue 1, P. 394–399.
- Кузнецов Д.В., Гольдштейн В.Г. Совершенствование концепции и методов организации энергоснабжения мегаполисов // Промышленная энергетика. 2014. № 2. С. 7–12.
- Манусов В.З., Александров Н.В. Ограничение токов короткого замыкания с помощью

- трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками // Известия ТПУ. 2013. Т. 323. № 4. С. 100–105.
7. Berger A., Cherevatskiy S., Noe M., Leibfried T. Comparison of the efficiency of superconducting and conventional transformers. Journal of Physics: Conference Series 2010, Vol. 234, Part 3.
 8. Инаходова Л.М., Гольдштейн В.Г., Казанцев А.А. О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов // Известия высших
 - учебных заведений. Электромеханика. 2014. № 5. С. 107–111.
 9. Гольдштейн В.Г., Инаходова Л.М., Казанцев А.А., Молочников Е.Н. Анализ эксплуатационных свойств трансформаторов с сердечниками из аморфных материалов и защита их с помощью нелинейных ограничителей перенапряжений. Вестник СамГТУ. Технические науки. 2013. № 4. С. 149–157.
 10. Справочник ПАО «НК «Роснефть» Наилучшие доступные технологии, технические решения и оборудование в области повышения энергоэффективности и энергосбережения нефтегазодобычи. Версия 1.00. 2016. 507 с.
 11. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». Утверждено Советом директоров ПАО «Россети» (протокол от 08.11.2019 № 378).
 12. Положение «О единой технической политике в электросетевом комплексе» (новая редакция). Утверждено решением Совета директоров ПАО «ФСК ЕЭС» (протокол от 09.04.2020 № 496).

ENGLISH

Results

The simulation results show that the energy efficiency of innovative transformers is significantly higher than the energy efficiency of transformers with a traditional design of the magnetic circuit and windings. The article proves that placing an amorphous steel magnetic circuit in a cryogenic environment does not lead to a deterioration in its characteristics. This makes it possible to judge the possibility of creating a combined design of a power transformer with a combined arrangement of an amorphous magnetic circuit with superconducting windings inside a cryostat.

References

1. Savintsev Yu.M. Analysis of the state of production in the Russian Federation of power oil STs of I-III dimensions. Electrical equipment: operation and repair, 2012, issue 1, P. 43–53. (In Russ.).
2. Aleksandrov N.V. Study of the influence of superconducting transformers on the modes of electric power systems. NSTU, Novosibirsk, 2013, 155 p. (In Russ.).
3. Dai S., Ma T., Qiu Q., Zhu Z., Teng Yu., Hu L. Development of a 1250-kVA superconducting transformer and its demonstration at the superconducting substation. IEEE Transactions on applied superconductivity, 2016, Vol. 26, issue 1, P. 1–7.
4. Lapthorn A.C., Wade G.E., Bodger P.S. HTS transformer: Construction details, test results, and noted failure mechanisms. IEEE Transactions on Power Delivery, 2011, Vol. 26, issue 1, P. 394–399.

5. Kuznetsov D.V., Goldstein V.G. Improvement of the concept and methods of organizing energy supply to megalopolises. Industrial power engineering, 2014, issue 2, P. 7–12. (In Russ.).
6. Manusov V.Z., Alexandrov N.V. Current limitation by transformers with high temperature superconducting windings. Bulletin of the Tomsk Polytechnic University, 2013, issue 4, P. 100–105. (In Russ.).
7. Berger A., Cherevatskiy S., Noe M., Leibfried T. Comparison of the efficiency of superconducting and conventional transformers. Journal of Physics: Conference Series, 2010, Vol. 234, Part 3.
8. Inakhodova L.M., Goldstein V.G., Kazantsev A.A. On the problems of energy saving and increasing energy efficiency when using modern power transformers. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedenii. Elektromekhanika (Russian Electromechanics), 2014, issue 5, P. 107–111. (In Russ.).

Conclusions

The studies carried out in the article allow us to conclude that the commissioning of power distribution transformers with magnetic circuits made of amorphous alloys, high-temperature superconducting transformers and their combined design is one of the most promising ways to reduce the technical losses of power systems. In oil and gas companies [10], power grid companies [11, 12], recommendations have been introduced on the use of energy-saving equipment, which creates preconditions for further growth of the domestic production base and development of technologies for the production of transformers with amorphous steel magnetic core.

9. Goldstein V.G., Inakhodova L.M., Kazantsev A.A., Molochnikov E.N. Analysis of the performance properties of transformers with amorphous cores and their protection using nonlinear surge arresters. SamSTU Bulletin. Engineering Science, 2013, issue 4, P. 149–157. (In Russ.).
10. Handbook of PJSC NK Rosneft “Best available technologies, technical solutions and equipment in the field of energy efficiency and energy conservation in oil and gas production”. Version 1.00. 2016, 507 p. (In Russ.).
11. Regulations of PJSC ROSSETI “On a unified technical policy in the power grid complex”. Approved by the Board of Directors of PJSC ROSSETI (protocol dated 08.11.2019 No. 378). (In Russ.).
12. Regulation “On a unified technical policy in the power grid complex” (new edition). Approved by the decision of the Board of Directors of FGC UES, PJSC (protocol dated 09.04.2020 No. 496). (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Проничев Артем Валерьевич, инженер группы расчетов режимов систем электроснабжения ООО «СамараНИПиНефть», Самара, Россия

Для контактов: PronichevAV@samnipi.rosneft.ru

Казанцев Александр Андреевич, старший преподаватель кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы», ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Ветлугин Михаил Николаевич, магистрант кафедры «Автоматизированные электроэнергетические системы», ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Pronichev Artem Valerevich, engineer of the power supply system's modes calculations group, “SamaraNIPIneft” LLC, Samara, Russia
Corresponding authors: PronichevAV@samnipi.rosneft.ru

Kazancev Aleksandr Andreevich, senior Lecturer of the Automated Power Systems Department, SamGTU, Samara, Russia

Vetlugin Mihail Nikolaevich, master's degree student of the Automated Power Systems Department, SamGTU, Samara, Russia

Учет остаточного ресурса высоковольтных выключателей

Всё более популярным становится ремонт силового оборудования подстанций «по состоянию». Он заключается не в плановых ремонтах электрооборудования с периодичностью, прописанной в ППР, а в момент, когда его эксплуатационный ресурс достигает определенной отметки. Этот подход становится реальным благодаря увеличению наблюдаемости объектов. Он может способствовать снижению ОРЕХ — операционных расходов при реализации проектов.

При переходе на ремонт «по состоянию» возникает необходимость правильно оценивать выработанный ресурс оборудования. Неправильный расчет может вести к слишком частым ремонтам оборудования и удорожанию данной методики ремонтов или, что еще хуже, к авариям вследствие доведения устройства до критического состояния.

Все интеллектуальные устройства релейной защиты БМРЗ производства НТЦ «Механотроника» имеют встроенный функционал расчета остаточного ресурса вакуумного или элегазового выключателя. Он основан на данных производителей высоковольтных выключателей, а также на информации, собранной в момент отключения выключателя, так как устройство релейной защиты имеет полный набор данных о параметрах данного процесса.

Паспортные характеристики выключателей содержат следующие данные:

- номинальный ток, А;
- номинальный ток отключения выключателя, А;
- ресурс по механической стойкости, циклы ВО;
- ресурс по коммутационной стойкости, циклы ВО;
- ресурс по коммутационной стойкости при 100 % номинального тока отключения, циклы ВО;
- собственное время отключения выключателя, с.

Таб. 1. Зависимость снижения ресурса выключателя от тока в момент отключения

I_{\max} , А	КР, Количество циклов ВО при данном токе	Снижение ресурса при данном токе, %
500	50 000	0,002
1 000	50 000	0,002
1 600	18 027	0,006
5 000	1 520	0,066
10 000	338	0,296
15 000	140	0,714
20 000	75	1,333
25 000	1	100

Во время наладки в устройство БМРЗ вводятся паспортные данные выключателя и его текущий ресурс — для новых выключателей он составляет 100 %.

Расчет остаточного ресурса выполняется в случае действия блока на отключение выключателя. Производится расчет максимального значения тока через выключатель в процессе отключения и длительностей протекания тока и отключения, которое считается с момента выдачи команды на выключатель. При каждом отключении остаточный ресурс выключателя снижается на рассчитанную величину выработанного ресурса.

В зависимости от максимального тока в процессе выключения и режима работы используются разные формулы расчета. Если значение тока в момент отключения не превысило номинальный ток выключателя, то выработанный коммутационный ресурс рассчитывается по следующей формуле:

$$KP = MP \cdot \left(\frac{KP I_{\text{ном}}}{MP} \right)^{\frac{I_{\max}}{I_{\text{ном}}}},$$

где

MP — ресурс по механической стойкости выключателя, циклы ВО;

$KPI_{\text{ном}}$ — ресурс по коммутационной стойкости выключателя, циклы ВО;

I_{\max} — максимальный ток во время отключения, А;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток выключателя, А.

За один цикл включения — отключения (ВО) значение ресурса уменьшается на 100/KP %.

При максимальном протекающем токе, во время отключения находящемся в пределах между номинальным током выключателя и номинальным током отключения выключателя, израсходованный ресурс считается по следующей формуле:

$$KP = KP I_{0,\text{ном}} \cdot \left(\frac{KP I_{\text{ном}}}{KP I_{0,\text{ном}}} \right)^{\frac{\ln(I_{0,\text{ном}}/I_{\max})}{\ln(I_{0,\text{ном}}/I_{\text{ном}})}},$$

где

$KPI_{0,\text{ном}}$ — ресурс по коммутационной стойкости при 100 % номинального тока отключения, циклы ВО;

$KPI_{\text{ном}}$ — ресурс по коммутационной стойкости выключателя, циклы ВО;

$I_{0,\text{ном}}$ — номинальный ток отключения выключателя, А;

$I_{\text{ном}}$ — номинальный ток выключателя, А.

Как и в прошлом случае, за один цикл включения — отключения значение ресурса уменьшается на 100/KP %.

Если же максимальный ток в процессе отключения превысил номинальный ток отключения выключателя, расчетный остаточный коммутационный ресурс снижается до нуля, выключатель считается выработавшим свой ресурс.

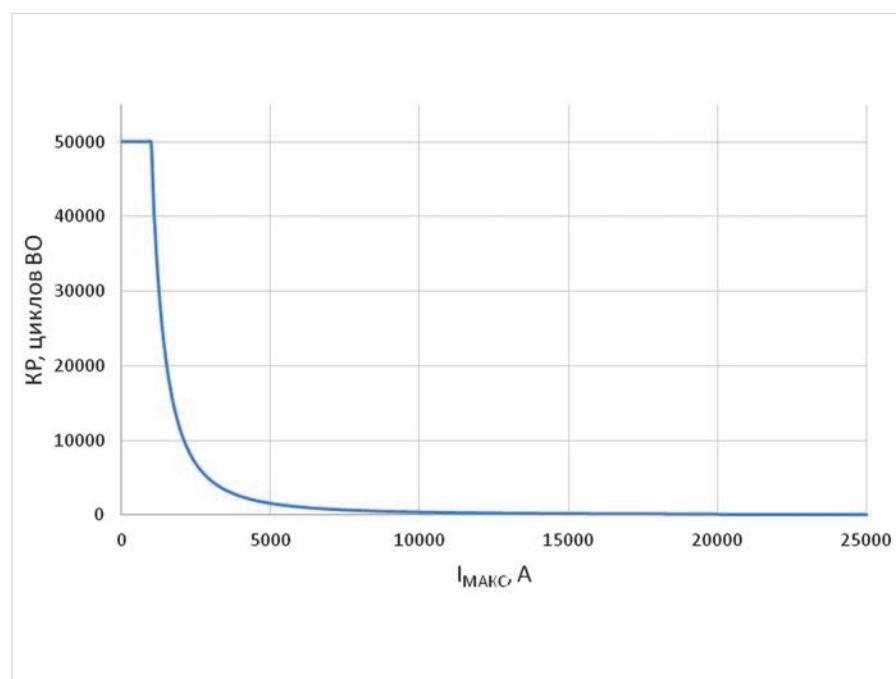


Рис. 1. Зависимость снижения ресурса выключателя от тока в момент отключения

Для примера приведем зависимость коммутационного ресурса от максимального тока в момент отключения для выключателя ВВМ-СЭЩ-3-10-20-1000 (таб. 1, рис. 1). Его паспортные данные:

- номинальный ток — 1 000 А,
- номинальный ток отключения выключателя — 20 кА,
- ресурс по механической стойкости — не менее 50 000 циклов ВО,
- ресурс по коммутационной стойкости при 100 % номинального тока отключения — 75 циклов ВО.

В руководствах по эксплуатации на выключатели различных производителей зависимость коммутационного ресурса от максимального тока отключения (I_{\max} , А) приведена обычно в логарифмическом виде (рис. 2).

Текущий ресурс выключателя передается по каналам АСУ (рис. 3), отображается на дисплее блока или доступен к просмотру в программном комплексе «Конфигуратор-МТ» — едином ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики. «Конфигуратор-МТ» (ПМК — программный модуль конфигурации) позволяет работать с файлом настроек блока, как при подключении к БМРЗ, так и без подключения. Это дает возможность выполнить настройку всех необходимых функций блока на рабочем месте, в комфортных условиях. На объекте установки блока остается лишь поместить настроенный ПМК в блок БМРЗ с помощью программы «Конфигуратор-МТ».

Связь с компьютером может быть выполнена по интерфейсам USB, RS-485 или Ethernet. Порт USB, расположенный на лицевой панели блока, позволяет выполнять его настройку и считывание аварийной информации без подачи оперативного питания, поскольку питание по USB-кабелю является достаточным для работы в режиме настройки.

Начиная с версии «Конфигуратор-МТ» 1.10.37.0 в него включен модуль сервисной связи Link-MT, позволяющий задать и хранить настройки подключения к устройствам для дальнейшего подключения к ним, причем возможно подключиться к нескольким устройствам одновременно. Если в сеть объединено много устройств, то проще хранить настройки подключения для каждого устройства в одном приложении. При формировании проекта сервисной связи параметры подключения могут храниться как в виде отдельных блоков с заданными им названиями, так и в виде мнемосхемы. Причем проект мнемосхемы не обязательно создавать с нуля, поддерживается тот же самый формат что и в WebScada-MT. То есть можно взять уже готовый проект, созданный для системы АСУП. Если готового проекта нет, то его легко создать благодаря встроенному редактору мнемосхем обладающему обширным функционалом и большой библиотекой готовых элементов.

Уже разработано несколько стандартов, предполагающих ремонт первичного оборудования на основе мониторинга его состояния, и видна тенденция дальнейшего развития данного направления для различных видов оборудования. Это обосновано возросшими возможностями цифровых устройств

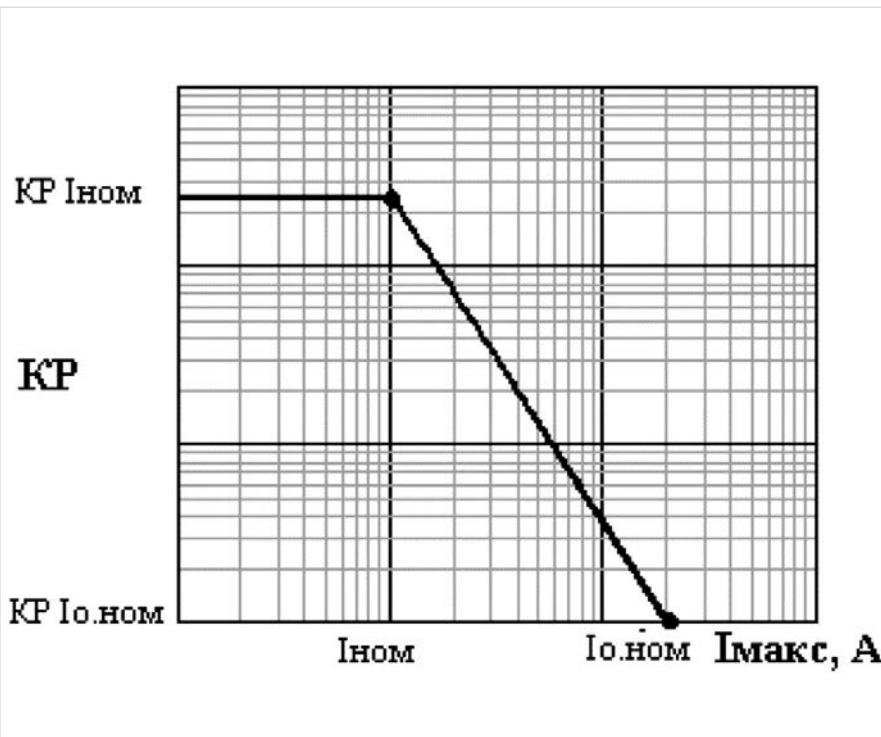


Рис. 2. Выдержка из руководства по эксплуатации: коммутационный ресурс

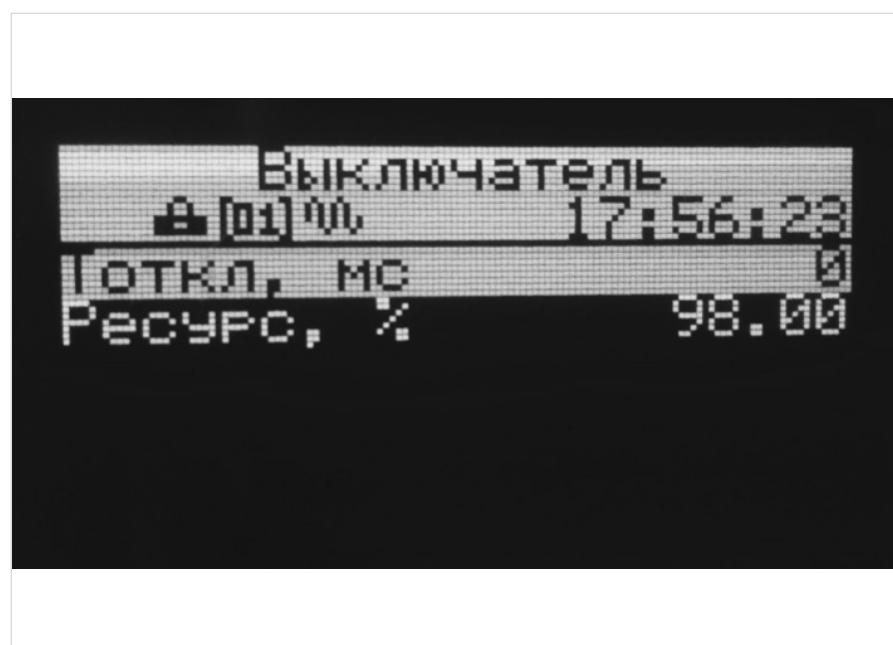


Рис. 3. Отображение оставшегося ресурса выключателя с экрана устройства БМРЗ

на энергетических объектах, трендом к общей цифровизации, которая подразумевает повышение наблюдаемости на объекте.

Использование встроенной в интеллектуальные устройства релейной защиты БМРЗ функции мониторинга остаточного ресурса выключателя ведет к снижению эксплуатационных ресурсов без дополнительных вложений, так как не требуется установка отдельного устройства.

Параметрирование данного функционала легко осуществить прямо с дисплея устройства или через программный комплекс «Конфигуратор-МТ». Точность данного

метода расчета остаточного ресурса выключателя позволяет использовать его данные для ремонта «по состоянию». Данные о ресурсе передаются по любому каналу в АСУ, что способствует экономии средств за счет удаленного мониторинга оборудования.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

ООО «НТЦ «Механотроника»
Санкт-Петербург
8-800-250-63-60
www.mtrele.ru

Оценка эффективности использования накопителей энергии

Добрынин Е.В.¹, Крылов А.Н.², Батищев А.М.²

¹ФГБОУ ВО «СамГУПС», ²ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
batishev_AM@samnipi.rosneft.ru

Аннотация

Применение накопителей энергии в энергетических системах при производстве, распределении и потреблении электроэнергии является актуальной задачей. Этому посвящено множество статей, проектов и исследований. Но до практической реализации доведено малое количество. Причина этого — высокая стоимость по сравнению с получаемыми от их применения эффектами. В статье рассмотрены критерии, на основании которых можно сделать заключение об эффективности применения накопителей энергии в различных энергосистемах. В качестве объекта исследований выбраны промышленные предприятия, жилой сектор.

Материалы и методы

Экспериментальные замеры, статистический анализ.

Ключевые слова

электроэнергия, накопитель, аккумулятор, эффективность, мощность, система электроснабжения, электрическая сеть, нагрузка

Для цитирования

Добрынин Е.В., Крылов А.Н., Батищев А.М. Оценка эффективности использования накопителей энергии // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 110–113. DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10110

Поступила в редакцию: 03.11.2020

ELECTRICAL ENGINEERING

UDC 621.355 | Original Paper

Assessment of efficiency of use of energy storage

Dobrynin E.V.¹, Krylov A.N.², Batishchev A.M.²

¹Samara State University of Railway Transport, ²"SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
batishev_AM@samnipi.rosneft.ru

Abstract

The use of energy storage devices in power systems in the production, distribution and consumption of electricity is an urgent task. There are many articles, projects, and studies devoted to this. But a small number of them have been brought to practical implementation. The reason for this is the high cost compared to the effects obtained from their use. The article considers the criteria on the basis of which it is possible to make a conclusion about the efficiency of using energy storage devices in various power systems. Industrial enterprises and the residential sector were chosen as the object of research.

Materials and methods

Experimental measurements, statistical analysis.

Keywords

electricity, storage, battery, efficiency, power, power supply system, power grid, load

For citation

Dobrynin E.V., Krylov A.N., Batishchev A.M. Assessment of efficiency of use of energy storage. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6, P. 110–113. (In Russ). DOI: 10.24411/2076-6785-2020-10110

Received: 03.11.2020

Процесс использования электроэнергии является непостоянным во времени, поскольку зависит от желаний и потребностей абонентов. Мощность нагрузки меняется в зависимости от технологических процессов, расписания работы предприятий, времени суток и просто желаний людей воспользоваться электроприборами. Производство энергии осуществляется в режиме, который должен соответствовать потребностям в электроэнергии конечных потребителей. Для обеспечения бесперебойного электроснабжения мощность источников должна превышать мощность нагрузки одновременно работающих потребителей электроэнергии.

Это обеспечивается применением источников электроэнергии повышенной мощности, созданием резервных источников и объединением нескольких источников в единую энергетическую сеть.

Производство электрической энергии в России в основном приходится на теплоэлектростанции (ТЭС), в меньшей степени на гидро- и атомные электростанции (ГЭС и АЭС), небольшую долю составляют возобновляемые источники энергии: ветровые и солнечные электростанции (ВЭС и СЭС) (рис. 1) [1].

Для получения электроэнергии на электростанциях используется комплекс

генераторов определенной мощности, который включается в работу в зависимости от подключаемой у абонентов нагрузки. При этом, как правило, мощность вводимых в работу генераторов превышает мощность нагрузки, чтобы обеспечить надлежащее качество электроэнергии. Коэффициент использования мощности оборудования электростанции при существующих режимах нагрузки составляет около 50 % (таб. 1).

Отрицательной стороной такого режима работы генераторов является пониженный коэффициент полезного действия (КПД) и избыточный перевод энергии первоисточника

(топлива для ТЭС и АЭС) в тепло. В случае утилизации произведенной тепловой энергии для нужд систем отопления и горячего водоснабжения эффективность использования энергии топлива повышается, но часть энергии всё равно рассеивается в виде тепла в окружающую среду.

Оптимальным графиком производства электроэнергии для ТЭС, ГЭС и АЭС является равномерный режим. При таком графике имеется возможность включить в работу требуемое количество генераторных установок в режиме максимального для них КПД.

Для ветровых и солнечных электростанций задача совмещения режимов производства электроэнергии и ее потребления сложнее, поскольку кроме неравномерности и стохастичности мощности нагрузки работа генераторов зависит от непостоянных погодных условий.

Для решения задач совмещения неравномерности мощности нагрузок и генерирования электроэнергии используются накопители энергии. Для ВЭС и СЭС системы накопления энергии учитываются в проекте и строительстве электростанций с самого начала их жизненного цикла. В ГЭС также используется накопитель энергии, которым является водохранилище перед плотиной. Но этот накопитель скорее следует отнести к хранилищу первоисточника энергии, аналогично резервуару с топливом для ТЭС, поскольку потенциальная энергия уровня воды переходит в электрическую только после преобразователя (турбины).

При передаче электроэнергии от электростанции до потребителей используется энергосеть, в которой происходит ее ступенчатое преобразование (повышение и понижение напряжения) и распределение по отходящим ветвям до конечных потребителей. Неравномерность нагрузки учитывается и при распределении энергии: при проектировании электрических сетей и станций закладывается избыточная мощность трансформаторов и сечение проводов, чтобы обеспечить пики нагрузки. Но при этом коэффициент использования этого оборудования составляет, как и для электростанций, в среднем около 50 %.

Идея использования накопителей энергии на различных уровнях распределительных сетей — от генератора до конечного потребителя — не нова и есть проекты, реализующие ее. Как сказано было выше, СЭС и ВЭС изначально оборудуются накопителями, а в крупных системах электроснабжения используются гидроаккумулирующие электростанции. Об использовании накопителей у конечных потребителей достаточно много звучит обсуждений, выпущено публикаций, выполнено проектов и проведено исследовательских работ [2, 3, 4]. Но до реализации доведено их очень малое число. Причина — высокая стоимость установок по сравнению с получаемым положительным эффектом.

В настоящее время использование энергетических систем, которые были спроектированы в прошлом веке для меньших нагрузок, повышает интерес к использованию накопителей энергии, которые позволили бы снизить пиковые значения мощности и использовать имеющиеся ресурсы электрооборудования. То есть если изначально эффективность применения накопителей рассчитывалась исходя из повышения КПД генераторных электроустановок и

снижения потерь при транзите электроэнергии, то в условиях повышающегося дефицита мощности в свете роста нагрузки применение накопителей следует сравнивать со строительством и эксплуатацией нового источника электроэнергии.

Также следует учесть тенденцию развития возобновляемых источников энергии, таких как ветровые и солнечные, объединение которых с традиционными электростанциями в единую энергетическую систему без накопителей энергии невозможно. Актуальным в этом случае является использование возобновляемых источников энергии на удаленных объектах нефтяного комплекса в качестве основного или резервного, параллельно традиционной системе электроснабжения, что невозможно реализовать без накопителей.

В свете этого возникает задача оценки эффективности применения накопителей энергии на объектах нефтяного комплекса в зависимости от таких параметров, как характер нагрузки, вид источников электроэнергии и режим их работы, параметры системы электроснабжения, требования к надежности, качеству и бесперебойности электроснабжения.

Далее рассматривается использование накопителей энергии у потребителей вне зависимости от типа источников — стабильного или нестабильного во времени. Потребителей условно можно разделить на две группы: группа 1 — только потребляющие электроэнергию;

группа 2 — потребляющие и рекуперирующие электроэнергию.

В свою очередь группу потребителей, способных переходить в режим генерации, следует разделить на подгруппы:

группа 2.1 — с возвратом электроэнергии во внешнюю систему электроснабжения;

группа 2.2 — без возврата электроэнергии во внешнюю систему электроснабжения.

К первой подгруппе относятся бытовые и производственные предприятия. Их график нагрузки определяется мощностью используемого оборудования, работа которого зависит от производственных процессов и хозяйствственно-бытовых нужд. Использование накопителей энергии для таких потребителей позволит решить следующие задачи:

1. снижение потерь электроэнергии в питающих линиях и трансформаторах за счет выравнивания питающего тока;
2. снижение пиковой нагрузки на систему внешнего электроснабжения в периоды максимальной мощности;
3. возможность экономить на покупке электроэнергии при переходе на многоставочные тарифы.

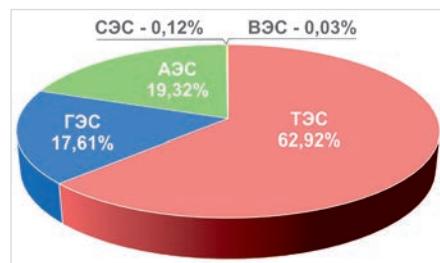


Рис. 1. Распределение долей производства электроэнергии в России за 2019 год
Fig. 1. Distribution of electricity production shares in Russia for 2019

Выравнивание тока нагрузки за счет использования накопителей энергии у потребителя позволяет снизить потери электроэнергии в питающих объектах линиях электропередач и трансформаторах [2]. В момент снижения нагрузки накопитель заряжается, в момент максимальной мощности — отдает накопленную энергию. Эффект от использования накопителя проявляется, если потребитель имеет собственную распределительную сеть, поникающие подстанции и накопители устанавливаются в непосредственной близости от энергоемкого оборудования. В этом случае эффективность применения накопителя может оцениваться аналогично применению компенсаторов реактивной мощности. Ведь применение и того и другого ведет к снижению полной мощности, передаваемой к нагрузке. Но компенсатор снижает только реактивную составляющую, а накопитель способен снизить и реактивную, и активную составляющие передаваемой энергии [3].

Максимальный эффект будет тогда, когда уровень мощности станет постоянным во времени. При таком режиме потери, определяемые среднеквадратичным значением передаваемой мощности, могут снизиться в пределе до половины.

Оценки статистических показателей изменения графиков мощностей проводились для различных потребителей, включая потребителей нефтяной отрасли. Как видно по результатам, снижение потерь от применения накопителей энергии в большей степени будет наблюдаться у потребителей, имеющих более высокий показатель коэффициента вариации по графику нагрузки. То есть чем больше разброс в величине нагрузки в течение периода оценки, тем больше эффект снижения потерь электроэнергии даст накопитель. По полученным значениям видно, что максимальный эффект будет у двух предприятий — около 30 %. Если потери по внутренним сетям составляют порядка 5 %, то снижение их произойдет до уровня 3,5 % (таб. 2).

Таб. 1. Использование установленной мощности электростанций
Tab. 1. Using the installed capacity of power plants

№	Тип электростанции	Количество выработанной электроэнергии, млрд кВт·ч	Коэффициент использования установленной мощности электростанций, %
1	ТЭС	679,9	45,68
2	ГЭС	190,3	43,85
3	АЭС	208,8	79,82
4	ВЭС	0,32	19,91
5	СЭС	1,3	14,14
ИТОГО		1080,62	49,32

Исходя из разницы средней и максимальной мощности рассчитывается требуемая мощность накопителя, а из графика — его емкость (рис. 2). Сравнение приведенных затрат, с учетом эксплуатационных расходов, со стоимостью сэкономленной на потерях электроэнергии даст оценку целесообразности применения накопителя энергии на рассматриваемом объекте.

Расчет системы электроснабжения какого-либо объекта изначально предусматривает пиковую мощность нагрузки, поэтому критическим такой момент не является. Исключение может составлять одномоментное включение нагрузки нескольких потребителей, подключенных к одной питающей системе электроснабжения на мощность, близкую к максимальной. Но такие ситуации носят вероятностный и, как правило, кратковременный характер и не способны привести к выходу из строя энергетического оборудования.

Снижение пиковой нагрузки имеет экономический эффект, только если предприятие переходит на двухставочный тариф (далее речь идет о потребителях, не относящихся к населению). В таком случае в пиковые часы должна контролироваться максимальная мощность и не превышать заявленного значения. Чем меньше будет уровень заявленной мощности, тем ниже ее стоимость, но тем больше вероятность превысить границу.

Установка накопителя энергии, который заряжается в ночной период и отдает энергию при пиковых нагрузках, будет иметь экономическую выгоду при условии:

$$\sum(P_{\text{нагр}} - P_{\text{заявл}}) \cdot C_m \geq \left(\frac{K_{HЭ}}{T_H} + \mathcal{E} \right),$$

Где:

$P_{\text{нагр}}$ — фактическая мощность нагрузки, кВт;
 $P_{\text{заявл}}$ — заявленная мощность, кВт;
 C_m — цена за заявленную мощность;
 $K_{HЭ}$ — стоимость накопителя энергии;
 T_H — плановый период окупаемости накопителя, год;
 \mathcal{E} — годовые эксплуатационные затраты на содержание накопителя электроэнергии, включая потери электроэнергии в установке.

Таб. 2. Статистическая оценка суточного изменения мощности различных потребителей
Tab. 2. Statistical assessment of the daily change in the power of various consumers

Показатель	Насосная станция	Предприятие 1	Предприятие 2	Многоквартирный дом
Максимальная мощность, кВт	314	210,8	136,5	14,1
Минимальная мощность, кВт	110	26,7	28,3	4,1
Средняя мощность, кВт	157	96,3	65,5	6,3
Среднеквадратичная мощность, кВт	161	110,9	74,9	6,5
Стандартное отклонение	33	55,0	36,5	1,5
Коэффициент вариации	0,211	0,571	0,557	0,237
Осцилляция	1,296	1,911	1,653	1,576
Изменение потерь, %	-4,4	-32,5	-31,0	-5,6

В левой части неравенства рассчитывается годовой эффект от применения накопителя энергии. Показатель является интегральным, поскольку зависит от ценовой категории потребителя и режима работы предприятия в течение года. Мощность накопителя и его емкость рассчитываются исходя из разницы между заявленной (оплачиваемой) и фактически потребляемой мощностью и временем его работы.

По фактическому расходу электроэнергии за прошедший период можно оценить эффект применения накопителя. Для этого находится зависимость снижения затрат на покупку электроэнергии от разницы между двумя заявленными мощностями: без использования накопителя и с использованием накопителя. Так же находится зависимость мощности и емкости накопителя от той же разницы. И если графики экономии и приведенных затрат на накопитель пересекутся в пределах разницы мощностей, равной средней мощности нагрузки за расчетный период, или экономия будет превышать приведенные затраты, то можно найти оптимальный, экономически выгодный вариант применения накопителя энергии. В противном случае его использование для потребителя с рассмотренной позиции становится невыгодным.

По оценке экономической эффективности применения накопителей энергии на двух предприятиях мы видим что на первом предприятии экономическая эффективность отсутствует, а на втором предприятии экономическая эффективность достигается только при применении накопителей в определенном интервале снижения потребляемой мощности (рис. 3). При расчете экономической эффективности применения накопителей следует учитывать такие факторы как, режимы работы, потребляемую мощность и условия покупки электроэнергии.

В случае покупки электроэнергии по дифференцированному тарифу эффект от использования накопителя электроэнергии рассчитывается аналогичным образом. Снижение затрат на покупку электроэнергии будет достигаться за счет того, что будет снижена составляющая пиковых зон и повышенена составляющая ночной тарифной зоны.

Перевод нагрузки между тарифными зонами не дает явной экономии электроэнергии для потребителя, поскольку задача такой рокировки — это снижение затрат на покупку электроэнергии. Однако любой тариф на электроэнергию включает в себя составляющую ее производства и передачи, то есть перевод нагрузки из пиковых зон снижает потери в системе внешнего электроснабжения и затраты на ее производство. Задача дифференцирования цен и состоит в том, чтобы промотировать перевод процесса электропотребления из пиковых зон в другие, с меньшей нагрузкой [5].

Эффект от применения накопителей энергии в системах, где возможен возврат электроэнергии, то есть процесс рекуперации, как это бывает в системах тягового электроснабжения, зависит от способа утилизации генерированной энергии. Если имеется возможность возврата генерированной электроэнергии в систему внешнего электроснабжения и этот возврат идет в засчет такому субъекту, то эффект от накопителя будет аналогичным, как и описанный выше. Но для возврата электроэнергии во внешнюю сеть необходимо обеспечить надлежащее качество генерируемого напряжения и разрешение на этот процесс, что встречается только в теории. На практике возврат рекуперируемой электроэнергии во внешнюю сеть реализован в единичных случаях.

При отсутствии возможности передачи рекуперируемой электроэнергии во внешнюю сеть необходимо наличие нагрузки

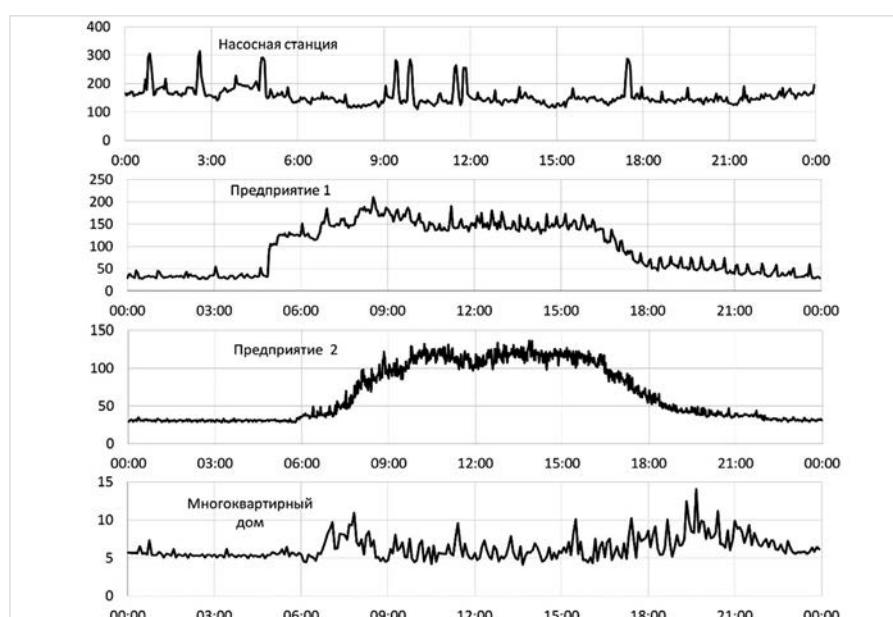


Рис. 2. Графики суточного изменения мощности различных потребителей, кВт
Fig. 2. Graphs of daily changes in the power of various consumers, kW

внутри сети, что на практике получается не всегда. Выходит, что применение накопителя позволит при любом раскладе принять избыток энергии от рекуперирующих установок и отдать энергию в моменты пиковой нагрузки.

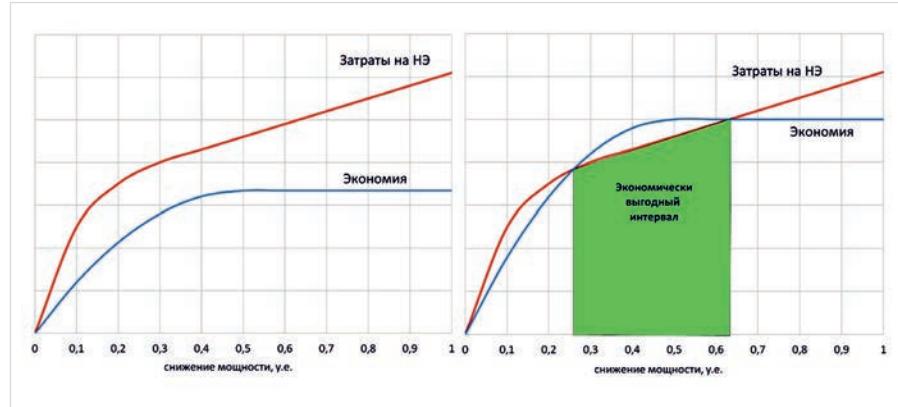
Оценка эффективности для системы тягового электроснабжения проводится по критериям: снижение потерь в сети и экономия на покупке электроэнергии, но к ним добавляется еще увеличение степени использования энергии рекуперации [3]. Последний критерий может составлять вклад в эффективность использования накопителя больше, чем остальные.

Итоги

Принцип оценки экономической целесообразности применения накопителя энергии строится на интегральной оценке получаемых эффектов: повышение степени использования энергии рекуперации, снижение потерь в распределительных сетях и снижение затрат на покупку электроэнергии. В другой стороне неравенства остаются приведенные капитальные вложения и затраты на эксплуатацию устройства.

Выводы

При положительном экономическом и техническом эффекте переход на массовое применение накопителей сдерживается сложностью устройств сопряжения между накопителем и сетью, где он должен работать, динамикой изменения нагрузки и высокой стоимостью накопителей. Но постепенное внедрение pilotных проектов позволяет пройти переходный процесс от единичных



Rис. 3. Пример оценки экономической целесообразности использования накопителя энергии

Fig. 3. An example of evaluating the economic feasibility of using an energy storage device

реализаций до массового применения накопителей энергии, получая от них ожидаемый положительный эффект.

Литература

- Основные характеристики российской электроэнергетики. Министерство энергетики Российской Федерации. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532>
- Шевлюгин М.В. Снижение расхода энергии и рабочей мощности основного силового оборудования тяговых подстанций электрических железных дорог с помощью накопителей энергии. М.: МИИТ, 2007. 151 с.
- Баранов Л.А., Бродский Ю.А., Гречишников В.А., Подаруев А.И., Пупынин В.Н.,
- Шевлюгин М.В., Стадников А.Н., Юдин А.С. О применении накопителей энергии в системе электроснабжения мегаполиса на примере Москвы // Электропитание. 2020. № 1. С. 7–31.
- Митрофанов А.Н., Гаранин М.А., Добрынин Е.В. Управление технологиями электропотребления и энергосбережения. Самара: СамГУПС, 2009. 150 с.

ENGLISH

Results

The principle of evaluating the economic feasibility of using an energy storage device is based on an integral assessment of the resulting effects: increasing the degree of use of recovery energy, reducing losses in distribution networks and reducing the cost of purchasing electricity. On the other side of the inequality, the given capital investment and the cost of operating the device remain.

References

- Main characteristics of the Russian electric power industry. Ministry of energy of the Russian Federation. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (In Russ).
- Shevlyugin M.V. Reduction of energy consumption and operating power of the main power equipment of traction substations of electric Railways using energy storage devices. Moscow: Russian University of Transport (MIIT), 2007. 151 p. (In Russ).
- Baranov L.A., Brodsky Yu.A., Grechishnikov V.A., Podaruyev A.I., Pupynin V.N., Shevlyugin M.V. Evaluation of the efficiency of using stationary capacitive energy storage devices in the metro based on experimental measurements of performance indicators of the traction power supply system. Electrical Engineering, 2010, issue 1, P. 62–65. (In Russ).
- Shevlyugin M.V., Stadnikov A.N., Yudin A.S. On the use of energy storage devices in the megapolis power supply system on the example of Moscow City. Power Supply, 2020, issue 1, P. 7–31. (In Russ).
- Mitrofanov A.N., Mitrofanov A.N., Garanin M.A., Dobrynnin E.V. Management of power consumption and energy saving technologies. Samara: SamGUPS, 2009, 150 p. (In Russ).

Conclusions

With a positive economic and technical effect, the transition to mass use of drives is constrained by the complexity of the interface devices between the drive and the network where it should work, the dynamics of load changes, and the high cost of drives. But the gradual introduction of pilot projects allows you to go through the transition process from single implementations to mass use of energy storage devices, getting the expected positive effect from them.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Добрынин Евгений Викторович, к.т.н., заведующий кафедрой «Электроснабжение ж.д. транспорта» ФГБОУ ВО СамГУПС, Самара, Россия

Крылов Алексей Николаевич, к.т.н., главный специалист ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия

Батищев Арсений Михайлович, к.т.н., ведущий инженер ООО «СамараНИПИнефть» Самара, Россия
Для контактов: Batishev_AM@samnipi.rosneft.ru

Dobrynin Evgeniy Viktorovich, ph. d., head of the department of Electricity for Railway Transport, Samara State University of Railway Transport, Samara, Russia

Krylov Alexey Nikolaevich, ph. d., candidate of technical sciences, chief specialist, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia

Batishchev Arseniy Mihajlovich, ph. d., candidate of technical sciences, leading engineer, "SamaraNIPIneft" LLC, Samara, Russia
Corresponding authors: Batishev_AM@samnipi.rosneft.ru

Мы можем гармонизировать экономику и экологию



Директор по развитию бизнеса BASF в России и СНГ Лариса Витальевна Гуро о том, как компания закладывает прочную основу для успеха в бизнесе в сочетании с заботой об окружающей среде и социальной ответственностью, а также о том, как BASF может помочь в этом российским предприятиям.

Соответствуя мировым трендам, Россия предпринимает шаги на пути к решению проблемы изменения климата на правительственно-ном и деловом уровнях. Согласно проекту Минэкономразвития «Стратегии долгосрочного развития России до 2050 года», выбросы парниковых газов к этому сроку должны сократиться на 36 % от уровня 1990 года, или

до 2 млрд тонн CO₂-эквивалента. Накопленное сокращение выбросов может составить 80–81 млрд тонн, или 8 % глобального углеродного бюджета. Государственные инициативы, рост осознанности потребителей и доступ к лучшим мировым практикам стимулируют устойчивое развитие бизнеса находить в нашей стране всё больше практических воплощений, и всё больше компаний — пока с разным успехом — внедряют экологичные принципы в свои стратегии. Так как в идеале устойчивое развитие охватывает все аспекты деятельности бизнеса, результативное внедрение связанных с ним практик требует системного подхода. Международный химический концерн BASF положил устойчивое развитие в основу своей стратегии, сформулировав свой базовый постулат: «Мы создаем химию для устойчивого будущего». Концерн не только производит и поставляет максимально экологичную продукцию, но и готов делиться своей экспертизой с российским бизнесом.

Стремление концерна к созданию надежного будущего и повышению качества жизни людей выражается в проектах по гармонизации экономики и экологии. В частности, BASF разработал концепцию анализа экологической эффективности (АЭЭ) и стал активно ее применять в своей деятельности. Анализ помогает соотнести воздействие на окружающую среду и рентабельность продукта, позволяя как самому концерну, так и его клиентам находить оптимальное решение. В отличие от традиционных подходов, здесь рассматривается весь жизненный цикл продукции: от выбора источников сырья до утилизации или вторичной переработки. АЭЭ соответствует международным стандартам оценки, подходит для поиска возможных точек оптимизации затрат и воздействия на окружающую среду и, что особенно важно, применим для любой промышленной отрасли. Этот

инструмент уже неоднократно помогал сделать выбор в пользу экологичного решения, хотя его экономическая целесообразность не была очевидна сразу.

Приведем пример из сферы нефтепереработки. Предлагая решения для топлив и смазочных материалов, эксперты BASF проводят экологическую и экономическую оценку гидравлических жидкостей. Анализ продемонстрировал, что использование в гусеничных экскаваторах высокопроизводительного всесезонного гидравлического масла премиум-класса вместо стандартного не только оказывает меньшее воздействие на окружающую среду, но и сокращает общие затраты. Благодаря повышению коэффициента полезного действия двигателя, снижению трения и уменьшению коэффициента циркуляции массы жидкости достигается экономия дизельного топлива. Это полностью компенсирует повышенный экологический след от премиум-продуктов на ранних стадиях их жизненного цикла.

Анализ учитывает поведение конечных пользователей и становится востребованным и в России, ведь он позволяет сочетать долгосрочную устойчивую перспективу и рентабельность.

Анализ экологической эффективности является лишь одним из инструментов комплексного подхода к защите климата, реализуемого концерном BASF. Стратегия его дальнейшего развития предполагает сохранение эмиссии CO₂ и закупок энергии не выше текущего уровня вплоть до 2030 года, несмотря на планируемый запуск новых производственных комплексов, например, в Индии и КНР. Успеху будет способствовать специальная программа управления углеродными выбросами, в которой можно выделить три ключевых направления: повышение энергоэффективности производств, разработка

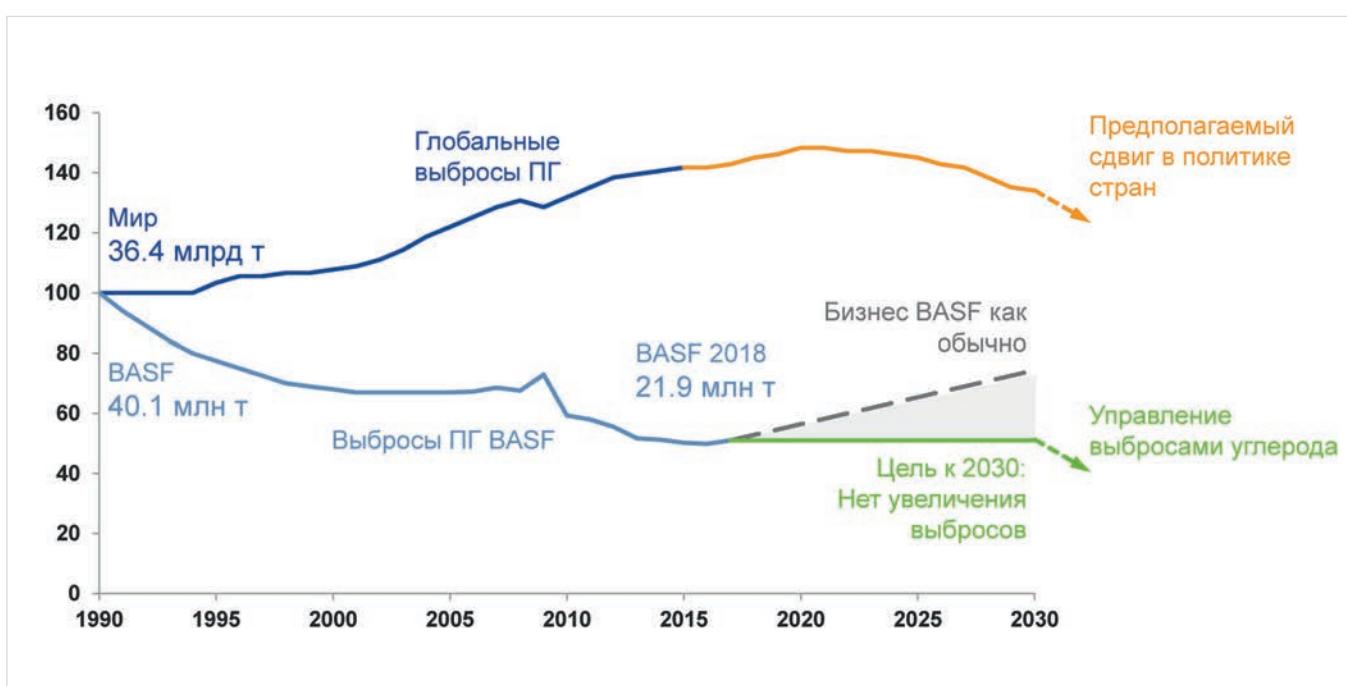


Рис. 1. Абсолютные выбросы парниковых газов (ПГ)



Рис. 2. Устойчивые решения BASF с 1996 года

новых технологических процессов и наращивание объемов применения возобновляемого сырья.

Говоря о повышении технологической и энергетической эффективности производственных циклов, можно отметить, что химическое производство очень энергоемко, при этом BASF удается обеспечивать более 70 % собственных потребностей в электроэнергии за счет 25 газотурбинных установок, работающих в теплозаводческом режиме. В отличие от ТЭЦ с традиционным способом производства электроэнергии и пара, такие когенерационные установки чрезвычайно эффективны и успешно применяются в промышленных масштабах, обеспечивая экономию почти половины потребления пара и ископаемого топлива.

BASF вносит вклад в снижение выбросов парниковых газов и за счет совершенствования собственных процессов выработки энергии и создания профильных решений в области катализаторов. Одним из таких примеров являются высокоеффективные добавки для снижения выбросов оксидов азота к катализаторам крекинга, применяемым на многих нефтеперерабатывающих заводах, в том числе и в России. Последние традиционно уделяют пристальное внимание вопросам снижения воздействия на окружающую среду.

Второй элемент программы — разработка принципиально новых производственных процессов с низким уровнем выбросов CO₂. Около 70 % выбросов парниковых газов в химической промышленности приходится на процессы получения двух веществ: водорода и метанола, важных промежуточных продуктов во многих производствах. Так, в BASF водород служит сырьем для получения аммиака. Кроме того, водород всё более востребован в инновационных методах безопасного переноса и хранения энергии. При поддержке Федерального министерства образования и исследований Германии BASF и партнеры концерна работают над новой технологией безэмиссионного производства водорода из природного газа. Техническая осуществимость проекта уже подтверждена

на лабораторном уровне, и пилотные испытания должны начаться до конца года. Новая технология позволит получать вместо нежелательных выбросов CO₂ гранулированный уголь, который не входит в список опасных веществ и может храниться длительное время. Он имеет множество сфер применения, особенно если это твердый углерод высокой чистоты. Среди потенциальных потребителей — предприятия алюминиевой, сталелитейной, шинной и строительной отраслей.

Еще одна перспективная технология, над которой сейчас работают специалисты BASF, — экологически безопасный процесс производства метанола. Цель заключается не только в снижении выбросов CO₂, но и в их исключении на всем протяжении процесса. Для этого традиционное получение синтез-газа в процессе парового и автотермического риформинга заменяется на частичное окисление природного газа. Принципиально новое решение найдено для работы с потоками отходящего газа. Метод BASF предполагает их сжигание чистым кислородом с дальнейшим удалением CO₂ из дымовых газов с помощью разработанных концерном технологий газочистки. Более того, даже для захваченного CO₂ найдено применение: содержащийся в нем углерод послужит для синтеза метанола. Промышленная реализация проекта, по мнению команды разработчиков, вопрос следующего десятилетия, однако ключевые элементы процесса тестируются уже сейчас.

Другое многообещающее направление — создание методов безэмиссионного производства олефинов, главных промежуточных продуктов нефтехимии. Существенно меньшего воздействия на окружающую среду можно достичь, если использовать метан вместо нефти в качестве исходного сырья. Он обладает большей удельной теплотой сгорания и содержит больше водорода, следовательно, продукты сгорания метана менее вредны.

Третий компонент программы управления выбросами — увеличение доли возобновляемых источников энергии. Тот же процесс производства олефинов может стать CO₂-нейтральным, если печь риформинга будет работать на электроэнергии, полученной

из возобновляемых источников. Команда специалистов BASF работает над концепцией печи пиролиза с электрическим нагревом, которая позволит сократить выбросы углерода на 90 %.

Благодаря предпринятым усилиям концерну BASF уже удалось сократить выбросы CO₂ на 50 % в период с 1990 по 2018 год, и это при наличии почти 400 производственных площадок по всему миру и увеличении выпуска продукции вдвое. Компания стремится к тому, чтобы иметь возможность назвать углеродный след каждого из 45 тыс. наименований своей продукции и вести работу по его минимизации. Описанные выше решения наглядно демонстрируют, как принципы устойчивого развития помогают химическому концерну создавать актуальные для мирового рынка решения, которые гармонизируют экономику и экологию производственных циклов широкого спектра. Компании, которые первыми прочно встанут на этот путь, привлекут внимание к своим инициативам и соберут единомышленников, заложив прочную основу для дальнейшего успеха в бизнесе в сочетании с заботой об окружающей среде и социальной ответственностью. У российских компаний есть доступ к уже доказавшим свою эффективность лучшим практикам мировых лидеров в области устойчивого развития. Эксперты BASF тоже готовы делиться опытом с клиентами и партнерами в нашей стране.

По материалам www.kommersant.ru/doc/4550575
от 30.10.2020



Химический концерн BASF

+7 (495) 231 72 00

info.russia@bASF.com

www.bASF.ru

для СМИ

press.russia@bASF.com

ОРГАНИЗАТОРЫ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РЕСПУБЛИКИ
БАШКОРТОСТАН



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ЭНЕРГЕТИКИ РБ



БВК
БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

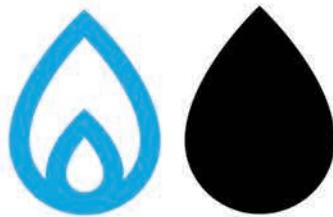
ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



МИНИСТЕРСТВО
ЭНЕРГЕТИКИ РФ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

29 специализированная выставка

25-28.05 2021 УФА ВДНХ ЭКСПО
Менделеева, 158



Нефтяное
направление



Химия.
Нефтехимия



Инновации
газовой отрасли



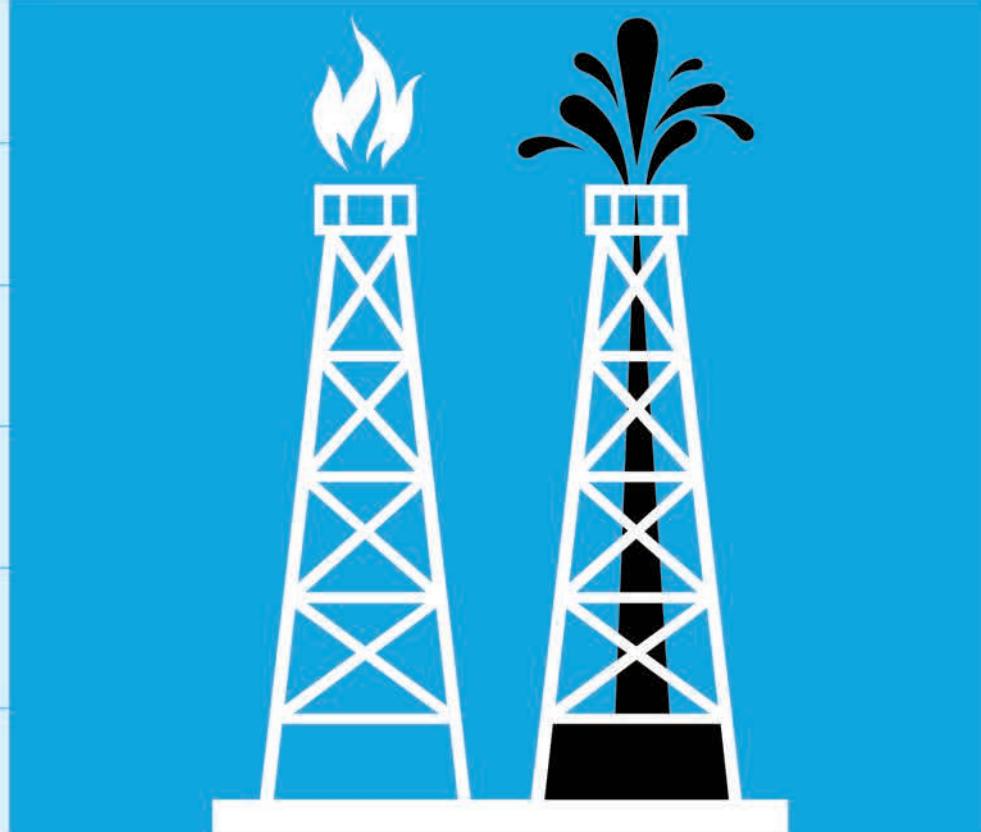
Газомоторное
топливо



Сервисное
направление



Промышленная
безопасность и экология



GNTEXPO.RU @GAZNEFTUFA #ГАЗНЕФТЬУФА #ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ #ГНТ #GASOILEXPO



По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru

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

Мероприятие проводится с учетом всех требований Роспотребнадзора

По вопросам форума

Регистрация на форум www.gntforum.ru

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



РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

НЕФТЕГАЗ

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

26-29.04.2021

Подробности на сайте
www.neftegaz-expo.ru

Реклама

12+



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ТПП РФ



РСПП



Российское
Газовое
Общество



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ



VDMA
Process Plant
and Equipment



ЭКСПОЦЕНТР



Messe
Düsseldorf

ГУДВИН-НЕВА

ЭКОСИСТЕМА ПРОДУКТОВ КОНТРОЛЯ, КООРДИНАЦИИ И БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ПЕРСОНАЛА

Комплексный мониторинг персонала

- Функции мониторинга и голосовой связи в одной системе – работа в стандартах DECT, GSM, NB IoT, LTE
- Повышение эффективности работы персонала, оперативное управление персоналом: снижение издержек за счет предупреждения несчастных случаев на производстве
- Инструмент для анализа инцидентов
- Удобный интерфейс, доступный на любом экране (ПК, планшет, смартфон)

Мониторинг контактов персонала

- Выявление контактов с людьми, находящимися в зоне риска инфекционных заболеваний (в том числе COVID-19)
- Контроль состава группы работников – защита работодателя от приписок ФОТ
- Фиксация времени работы в контрольных точках – контроль работы обходчиков

**Оборудование производства Goodwin сертифицировано
для эксплуатации во взрывоопасных условиях на предприятиях II группы**



Пилотные и реализованные проекты комплексного мониторинга на предприятиях нефтепереработки и нефтебазах

15-летний опыт работы с предприятиями нефтегазовой отрасли по установке систем радиосвязи DECT

ФУНКЦИОНАЛЬНЫЕ БЛОКИ СИСТЕМЫ «ГУДВИН-НЕВА»



ПАКЕТ «СВЯЗЬ И МОНИТОРИНГ»

- оценка местоположения
- трек перемещений
- контроль «красных зон»
- контроль переговоров, SMS, SOS



Пакет «СИЗ»

- контроль средств индивидуальной защиты
- до 8 меток СИЗ на каждого работника



ПАКЕТ «ЗДОРОВЬЕ»

- частота сердечных сокращений (пульс)
- оценка активности
- контроль падений



ПАКЕТ «ЭКОЛОГИЯ»

- оценка загазованности
- оценка температуры, влажности

GOODWIN

правильные системы
радиосвязи

www.goodwin.ru

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

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

Взрывозащита: Сертификат соответствия RU №0188534

Декларация соответствия ЭМС ЕТС: ЕАЭС N RU Д-RU.HB54.B.02450/20

Система менеджмента качества: Сертификат № РОСС RU.ФК07.К00200

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

