№4 (89) ИЮНЬ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК
ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Сложнопостроенные карбонатные коллекторы

Автоматизация процессов бурения

Оценка перспектив роботизации технологических процессов

СУРГУТНЕФТЕГАЗ

Экологические вызовы при строительстве скважин

ЗАЛЕЖИ УВ

Углеводородные мегарезервуары Западной Сибири

Неантиклинальные залежи Мирнинского свода

АКСИОС

Инновационное производство уплотнений и металлических изделий для всех отраслей промышленности

aksios.com

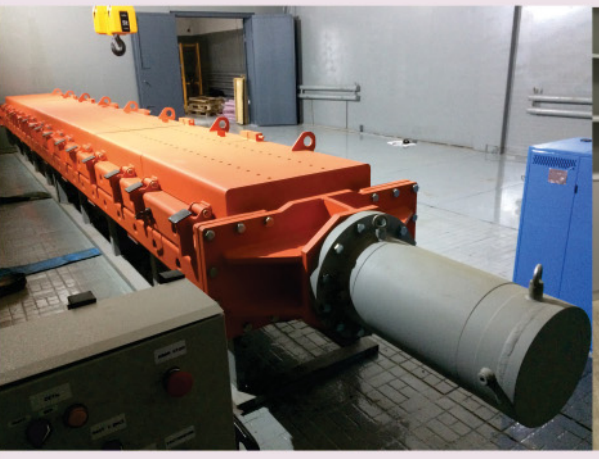
Стенд для испытаний пакерного оборудования

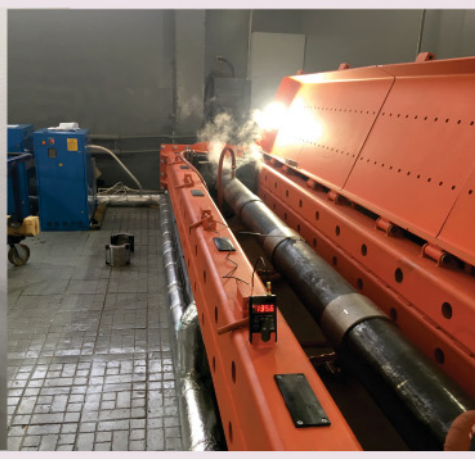
Назначение

Для проведения гидравлических, пневматических, механических и температурных испытаний пакерного оборудования диаметром от 120 до 470 мм и длиной до 6 000 мм по ГОСТ Р ИСО 14310-2014.

Основные функции

- создание и поддержание давления внутри пакерного оборудования с разных сторон;
- создание и поддержание внешнего давления снаружи пакерного оборудования в имитаторе обсадной колонны с обеих сторон;
- проведение испытаний давлением газа и жидкости;
- возможность механического нагружения пакера отдельно или во время испытаний тянущим/сжимающим усилием до 200 тс, сжимающим – до 100 тс (возможность увеличения усилий по требованиям Заказчика);
- проведение температурных испытаний пакерного оборудования с нагревом до 180 °С во время испытаний давлением или механическим нагружением.





ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

ООО «ТД «ГИДРОПНЕВМОАГРЕГАТ»
127422, Россия, Москва, Костякова, 12, стр. 2

8 800 775-43-07,
+7 495 411-79-90

info@gpagregat.ru
www.gpagregat.ru

В состав стенда входит следующее оборудование:

- Модульная испытательная бустерная пневматическая станция высокого давления с пневмоприводом для испытания газом (воздух, азот или иные инертные газы). Система фильтрации газа на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с дистанционным управлением, контрольно-измерительная аппаратура, устройство пузырьковой индикации.
- Модульная испытательная насосная гидравлическая станция с пневмо (8 бар) и электро (380 В) приводами для испытания водой или маслом (иные жидкости под заказ). Система фильтрации жидкости на входе в станцию, предохранительные клапаны, игольчатые управляющие и запирающие клапаны с дистанционным управлением, контрольно-измерительная аппаратура. Общее количество линий высокого давления на выходе станции — 4 шт. В трех линиях возможен поочередный набор, удержание или сброс давления испытаний, 4-я линия для удержания и сброса давления из пакерного оборудования (общая линия сброса испытательного стенда).
- Модульная приводная насосная станция с электроприводом 380 В для обеспечения питания рабочей жидкостью цилиндра механического осевого нагружения и сжатия, а также привода открытия/закрытия защитных крышек рамы стенда. Пропорциональный, дистанционный клапан настройки давления (усилия) гидроцилиндра обеспечивает предварительную установку осевого усилия испытания пакерного оборудования оператором. После набора заданного усилия автоматика станции поддерживает его заданное время. Станция питания гидроцилиндра управляется дистанционно с общего пульта оператора и имеет дублирующее ручное управление непосредственно на электрическом шкафу самой станции для обеспечения подготовительных работ по присоединению пакера к штоку гидроцилиндра.
- Система управления и электронной регистрации, позволяющая осуществлять управление стендом в ручном и автоматическом режимах, производить диагностику оборудования стенда, а также отображать параметры испытаний, сохранять и архивировать результаты испытаний на внутреннем накопителе USB, а также распечатывать или передавать в режиме реального времени на ПК для формирования и распечатки протокола испытаний.
- Силовая рама стенда для гидравлических и механических испытаний пакеров с гидроцилиндром для нагружения тянущим усилием до 200 тс и сжимающим усилием до 100 тс (возможность увеличения прочности рамы для больших усилий по требованиям Заказчика). Представляет собой горизонтальную металлоконструкцию для установки в нее испытываемого пакерного оборудования, установленного в обсадной колонне (имитаторе). Сам имитатор с пакером устанавливается в паровой кожух (при использовании пара для проведения температурных испытаний). На раме размещаются трубопроводы высокого давления подачи жидкости или газа и места подключения гибких трубопроводов для соединения с кожухом, имитатором и пакером. Рама имеет защитные бронекрышки для укрытия пакера во время проведения испытаний с гидроприводом открытия/закрытия. Пакер закладывается в раму в специальные передвижные каретки с функцией зацепления за раму через каждые 350 мм механическими пальцами и передачи механического усилия нагружения пакера на силовую раму при испытаниях растяжения/сжатия. Габаритные размеры внутреннего пространства силовой рамы позволяют устанавливать в нее паровой кожух в сборе с пакером, имитатором с муфтовыми заглушками и осями суммарной длиной до 7 500 мм (возможно увеличение), диаметром не более 550 мм.
- Силовой гидравлический цилиндр осевого нагружения пакера — толкающее усилие до 100 тс, тянущее до 200 тс (возможность увеличения усилий по требованиям Заказчика) с ходом штока до 500 мм (возможность изготовления хода по требованиям Заказчика).
- Система нагрева паром для проведения температурных испытаний пакера до 180 °С, состав: парогенератор, система паровых трубопроводов, вентилей, предохранительных клапанов, сливной магистрали конденсата и управляющей контрольно-измерительной аппаратуры, контроллеров для программирования парогенератора. Управление осуществляется с удаленного пульта управления оператора. Система нагрева может строиться на базе электрического нагрева или нагрева при помощи насыщенного пара (зависит от требований к испытаниям) до 180 °С.
- Трубопроводы и арматура высокого давления всех четырех линий на рабочее давление до 1 500 бар для соединения испытательных станций оператора с силовой рамой испытательного стенда, длиной до 15 м (увеличение длины согласовывается).
- Кабели и электрошкафы для обеспечения питания основных модулей и пульта управления.
- Система видеофиксации — передача одного или нескольких видеосигналов и установка видеокамер внутри рамы стенда с выводом этих сигналов на видеомонитор пульта управления.
- Оснастка стенда: имитатор обсадной колонны для установки пакерного оборудования, кожух для температурных испытаний, крышки, переходные звенья — возможно изготовление по предоставлению чертежей Заказчиком (опция).
- Возможность изготовление центрального пульта оператора с полуавтоматическим управлением процессами испытаний: оператор задает параметры испытаний перед началом процесса, после чего система в автоматическом режиме отрабатывает процесс испытания (опция).

Возможна поставка по отдельному заказу:

- компрессор воздушный винтовой для питания испытательных модулей с сепаратором, воздушным ресивером, осушителем и системой фильтрации;
- азотный генератор;
- муфтонаверточный станок.

Технические характеристики

Технический параметр	**Значение**
Испытательные среды	гидравлическое масло или вода, сжатый воздух/ инертные газы
Давление питания гидравлического цилиндра осевого нагружения, макс.	320 бар
Рабочее испытательное давление газа, макс.	1 000 бар*
Рабочее испытательное давление воды, макс.	1 300 бар*
Потребляемый расход воздуха при и спытании газом и жидкостью, не более	5 000 л/мин
Усилие при растяжении пакера	200 тс*
Усилие при сжатии пакера	100 тс*
Ход штока гидроцилиндра	500 мм
Максимальная температура теплоносителя	180 °С
Длина испытываемых пакеров	300–6 000 мм*
Диаметр испытываемых пакеров	120–470 мм
Габаритные размеры стенда (Д × Ш × В)	10 326 × 1 543 × 1 774 мм
Масса стенда	6 624 кг
Климатические требования	
Технический параметр	**Значение**
Температура окружающей среды	+10...+50 °С
Климатическое исполнение	УХЛ4 ГОСТ 15150-69

* — возможно увеличение по запросу Заказчика

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Мамедов Р.А. Потенциально нефтегазоносные комплексы в акватории Восточно-Сибирского моря

15 Пунанова С.А. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири

20 Хазиев Р.Р. Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа на месторождении сверхвязкой нефти Республики Татарстан по данным изучения кернового материала

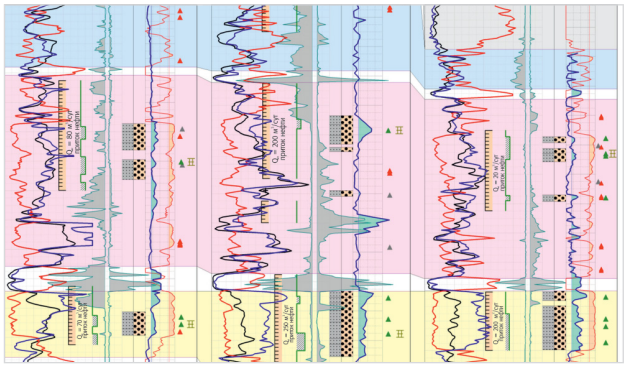
26 Макаренко (Зубкова) Е.В. Методика комплексных кластеров как основа геохимической оценки нефтегазоносности неантиклинальных залежей Мирнинского свода

Оборудование

32 Малыхин И.А. ООО «СК «Навигатор»: Актуальность разработки технологии УППДС

Геофизика

33 Айгильдин А.Л. Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов



Бурение

38 Каюмов Э.Ф. Методологии графического моделирования для систем автоматизации процессов бурения, оценки и принятия технологических решений

Добыча

44 Ванчурин А.Н. Применение смесителя скважинного СС-89 при одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 4 (89) июнь 2022

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

САЙТ: www.runeft.ru

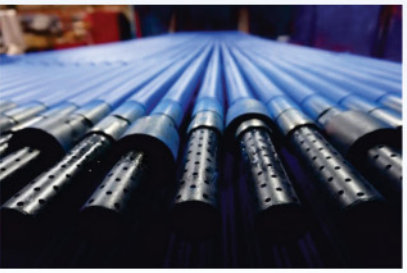
ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 06-22/06-1

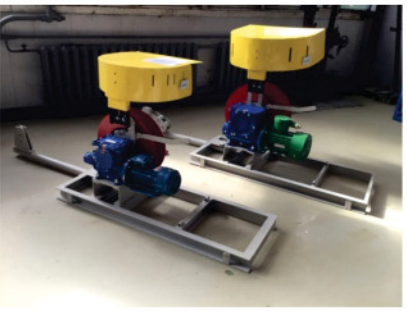
ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 20.06.2022
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

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.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

ELKAM
ArtEfficial Lift®





ШТАНГОВЫЕ ГЛУБИННЫЕ НАСОСЫ
СТАНДАРТНЫЕ И СПЕЦИАЛЬНЫЕ
ДЛЯ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ ДОБЫЧИ

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ШГН И ЭЦН
ПЕСКО-, ГАЗОЗАЩИТНЫЕ УСТРОЙСТВА,
КЛАПАНЫ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

ШТАНГА НАСОСНАЯ
ЦЕЛЬНАЯ, ПОЛАЯ, ПОЛАЯ ВИНТОВАЯ, КАНАТНАЯ

УСТЬЕВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
ШТОКИ, САЛЬНИКИ, КЛАПАНЫ

НАЗЕМНЫЕ ПРИВОДЫ С СУ
СТАНКИ-КАЧАЛКИ, ГИДРОПРИВОДЫ,
ЛИНЕЙНЫЕ ПРИВОДЫ

КОМПЛЕКСЫ
ОРЭ, УДАЛЕНИЕ АСПО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ, ППД, ОТКАЧИВАНИЕ ГАЗА ИЗ ЗАТРУБА, БЕСШТАНГОВАЯ ДОБЫЧА

24 000 КВ.М.
ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ПЛОЩАДЬ

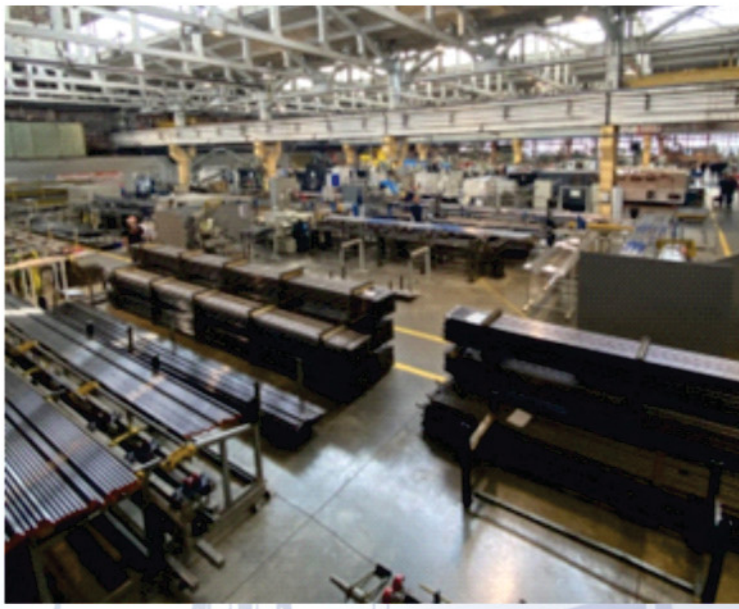
ПРОИЗВОДСТВО
ПОЛНЫЙ ЦИКЛ

БОЛЕЕ 200
СТАНКОВ И ОБРАБАТЫВАЮЩИХ КОМПЛЕКСОВ

500 СПЕЦИАЛИСТОВ
ВЫСОКОЙ КВАЛИФИЦИИ

СЕРВИС И РЕМОНТ
ОТ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

СИСТЕМА МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА
ПО РОССИЙСКИМ И МЕЖДУНАРОДНЫМ СТАНДАРТАМ



С 2008 года мы ведем активную работу по разработке новых продуктов и технологий для добычи нефти на осложненном фонде – готовы найти решение для любой Вашей задачи и реализовать идею от чертежа до готового продукта.

ELKAM
Пермь, Усольская 156
+7 342 249 53 54
td@elkam.ru
www.elkam.ru

ТРАНСПОРТИРОВКА

Спецтехника

47 Группа компаний UNISTEAM™: Новая газомоторная техника UNISTEAM™

КИПИА

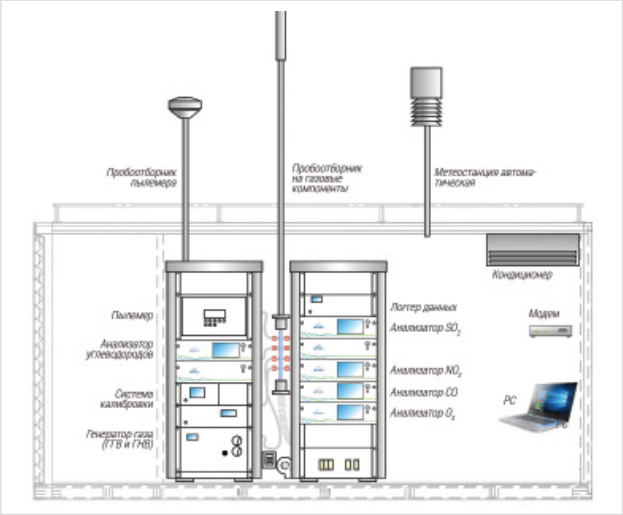
Автоматизация

48 Ильин К.О. Концепция и подходы для оценки перспектив роботизации технологических процессов ПАО «НК «Роснефть»

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

54 АО «НеваЛаб»: Тенденции развития законодательства в области снижения негативного влияния предприятий на окружающую среду



57 Паршукова Л.А. Экологические вызовы при строительстве скважин в Ненецком автономном округе и пути их решения

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

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

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

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

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

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Абукова Л.А.— д.г.-м.н., профессор
Алтунина Л.К. — д.т.н., профессор
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Закиров Э.С. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Исаев А.А. — к.т.н
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Попов С.Н. — д.т.н.
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Шехтман Г.А. — д.т.н.

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

CONTENT

UPSTREAM

Geology

10 Mamedov R.A. Potentially oil and gas complexes in the water area of the East Siberian Sea

15 Punanova S.A. Hydrocarbon megareservoirs of apt-enomanian deposits of the northern regions of Western Siberia

20 Khaziev R.R. Possibility of using steam-assisted gravity drainage technology at the bitumen deposit of the Republic of Tatarstan according to the data of the core material study

26 Makarenko E.V. The method of complex clusters is the basis for geochemical evaluation of oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch

Geophysics

33 Aygildin A.L. Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs

Drilling

38 Kayumov E.F. Graphic modeling methodologies for systems in automated drilling processes, evaluation and making technological solutions

Oil production

44 Vanchurin A.N. Application of the SS-89 downhole mixer for simultaneous and separate operation of oil wells

SUPPLY

Automation

48 Ilyin K.O. Concept and approaches for assessing the prospects of technological processes robotization in "NK "Rosneft" PJSC

ECOLOGY

57 Parshukova L.A. Environmental challenges during well construction in the Nenets Autonomous Okrug and ways to solve them

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 4 (89) june 2022

ISSUE DATE: 20.06.2022

CIRCULATION: 1 000 copies

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

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

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

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

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

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

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

EDITORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (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
Zakirov E.S. – Sc.D, professor
Isaev A.A. — Ph.D.
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Popov S.N. — Sc.D.
Punanova S.A. — Sc.D.
Shekhtman G.A. — Sc.D.

ЦКТ

ЦЕНТР КОМПРЕССОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

г. Краснодар

ЛИДЕР ПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ К ГАЗОВЫМ ПОРШНЕВЫМ КОМПРЕССОРАМ

Изготовление модификаций клапанов

- кольцевые
- дисковые
- ленточные
- комбинированные
- клапаны ВШВ

- всасывающие
- нагнетательные
- предохранительные

Клапаны изготавливаются для всех видов газовых поршневых компрессоров, производимых в России

Реализуется программа ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Освоены клапаны на ряд компрессоров зарубежных производителей:
латвийские — вся линейка клапанов VIENYBE, немецкие — типа 4HR3KN,
американские — Ariel и COOK Compression, аргентинские -AGIRA, Aspro, Galileo и др., английские — CPI,
австрийские — Hoerbiger, швейцарские — ремкомплекты к клапанам Burchardt Compression.
Также изготовим любые импортные клапаны по чертежам или образцам!

Применение высокотехнологичных полимеров внутренней части	Простота обслуживания	Повышенная надежность	Качественные материалы, применяемые при изготовлении корпусных деталей

353217,
Краснодарский край,
Динской район
Южный поселок
Северная ул. Дом №67/1

+7 918 343 22 22
ckt-ooo@mail.ru
WWW.OOO-CKT.RU

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-10-14 УДК 550.4.01, 550.849 I Научная статья

Потенциально нефтегазоносные комплексы в акватории Восточно-Сибирского моря

Мамедов Р.А.
ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия
rus_mamedow@mail.ru

Аннотация

Объектом исследования является северо-западная часть акватории Восточно-Сибирского моря (ВСМ). На основе анализа геолого-геофизических данных в акватории континентального шельфа ВСМ в статье рассмотрено геолого-тектоническое строение мезозой-кайнозойских отложений. Мезокайнозойские терригенные отложения представлены в основном дельтовыми и лагунно-морскими фациями.

Целью научного исследования являлось построение пространственно-временной модели осадочных бассейнов на изучаемой территории для выявления потенциально нефтегазоносных комплексов (ПНГК). Построенная модель позволила выявить пять ПНГК — верхнемеловой, палеоценовый, эоцен-нижнеолигоценовый, верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, верхнемиоценовый. На исследуемой территории в мезозой-кайнозойском осадочном чехле выявлено порядка шестидесяти локальных поднятий, которые могут послужить ловушками для углеводородов при наличии качественного регионального флюидоупора, которым, в свою очередь, может являться верхнеолигоцен-нижнемиоценовая толща, приуроченная к региональному несогласию.

Материалы и методы
Материалы: в процессе моделирования для построения структурно-тектонического каркаса были использованы результаты геологоразведочных работ ОАО «МАГЭ» [2].
Методы: данное исследование основано на результатах обобщения геологоразведочных работ с применением современных технологий бассейнового анализа и численного бассейнового моделирования.

Ключевые слова
Восточно-Сибирское море, геологоразведочные работы, осадочный чехол, потенциальные нефтегазоносные комплексы, ловушки, скопления УВ, фазовый состав УВ

Для цитирования
Мамедов Р.А. Потенциально нефтегазоносные комплексы в акватории Восточно-Сибирского моря // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 10–14. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-10-14

Поступила в редакцию: 08.10.2021

UDC 550.4.01, 550.849 I Original Paper

Potentially oil and gas complexes in the water area of the East Siberian Sea

Mamedov R.A.
Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia
rus_mamedow@mail.ru

Abstract

The object of the study is the northwestern part of the East Siberian Sea (ESS). Based on the analysis of geological and geophysical data in the water area of the continental shelf of the ESS, the article considers the geological and tectonic structure of the Mesozoic-Cenozoic sediments. Meso-Cenozoic terrigenous deposits are represented mainly by deltaic and lagoon-marine facies.

The purpose of the research was to build a spatio-temporal model of sedimentary basins in the study area to identify potential oil and gas complexes (POGC). The constructed model made it possible to identify five POGC – Upper Cretaceous, Paleocene, Eocene-Lower Oligocene, Upper Oligocene-Lower Miocene, Upper Miocene. In the study area, in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover, about sixty local uplifts have been identified, which can serve as traps for hydrocarbons in the presence of a high-quality regional seal, which, in turn, can be the Upper Oligocene-Lower Miocene stratum, confined to regional unconformity.

Materials and methods
Materials: in the process of modeling for the construction of the structural-tectonic framework, the results of geological exploration of “MAGE” were used [2].
Methods: This work is based on the results of generalization of geological exploration works using modern technologies of basin analysis and numerical basin modeling.

Keywords
East Siberian Sea, geological exploration, sedimentary cover, potential oil and gas complexes, traps, hydrocarbon accumulations, hydrocarbon phase composition

For citation
Mamedov R.A. Potentially oil and gas complexes in the water area of the East Siberian Sea. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P 10–14. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-10-14

Received: 08.10.2021

Площадь исследований находится в области сочленения мелководного эпиконтинентального шельфа с глубоководными структурами. Ее структуру определяют острова Новосибирского архипелага, сибирский сегмент хребта Ломоносова, поднятие Де-Лонга и прогибы Новосибирский на юге и Амундсена, Подводников на севере. Основную часть площади исследований занимают склоновые периокеанические бассейны и юго-западная моноклиналь поднятия Де-Лонга (рис. 1).

Выступы фундамента поднятия Де-Лонга перекрыты комплексами промежуточного структурного этажа (ПСЭ), а структурные террасы и поднятия моноклинальных зон — осадочным чехлом. В целом локальные антиклинальные поднятия кристаллического фундамента определяют закономерности

размещения зон и объектов возможного накопления углеводородов (УВ) в осадочных комплексах ПСЭ и верхнемелового-кайнозойского бассейнового осадочного чехла. Мощность осадочного чехла в пределах исследуемого района меняется от 1–3 км на поднятиях до 9–12 км в прогибе Новосибирском и в пределах континентального склона от поднятия Де-Лонга к котловине Подводников, где стратиграфический диапазон существенно может быть расширен (рис. 2) [4]. По мнению И.С. Грамберга, на Арктическом шельфе наиболее перспективными для поисков залежей УВ являются мегаседловины с мощным осадочным чехлом. Сочленение таких крупных морфоструктур, как поднятие Де-Лонга, поднятие Менделеева и прогибы Вилькицкого и Северо-Чукотского формируют Де-Лонгско-Менделеевскую седловину, где под верхнемеловым-кайнозойским чехлом развит мощный PZ-MZ терригенно-карбонатный комплекс [1]. Это дает возможность рассматривать район работ как перспективный, где наряду с газовыми возможны нефтяные залежи [8].

В структурном плане кристаллического фундамента выявлена серия локальных антиклинальных поднятий, приуроченных к блокам кристаллического фундамента. Наиболее крупные антиклинальные ловушки, выявленные в бассейновом осадочном чехле, закономерно располагаются на террасированных склонах поднятия хребта Ломоносова и в основном приурочены к разрывным нарушениям или флексурным перегибам.

Переходную часть разреза от дельтовых нижнемеловых к кайнозойским проградационным выполняют палеоцен-олигоценовые толщи, в которых проступают контуры литолого-стратиграфических ловушек (рис. 3).

На Новосибирских островах в середине прошлого века было проведено картировочное бурение, вскрыты верхнемеловые и кайнозойские терригенные отложения континентальных и прибрежно-морских фаций, а также зафиксированы проявления УВ-газов, нефти и битумов в сейсморазведочных и инженерных скважинах и в естественных выходах пород [11].

Мезозой-кайнозойские отложения представлены преимущественно дельтовыми и лагунно-морскими фациями. В мел-палеогене органический углерод ($C_{орг}$) не превышает 1 % при смешанном составе органического вещества (ОВ). Мел-палеогеновый комплекс рассматривается в лучшем случае как нефтегазопроизводящий. Уровень преобразования ОВ находится на градации $МК_1$–$АК_2$ (рис. 4).

Быстрое накопление и преобразование ОВ за счет тепловых полей, большая мощность отложений, морской генезис, обусловивший присутствие в разрезе мощных глинистых толщ, характеризует осадочный чехол глубоководной части Восточно-Арктического бассейна как перспективный для скопления УВ [2]. С точки зрения генерации УВ перспективы нефтегазоносности региона связаны именно с развитием магматизма, тепловой поток которого может компенсировать малые глубины погружения молодых осадков [3].

Таким образом, для формирования залежей УВ наиболее перспективными являются верхнемеловые и кайнозойские (K_2–KZ) отложения (отложения лавинной седиментации, обладающие хорошими фильтрационно-емкостными свойствами) северного борта между поднятием Де-Лонга и хребтом Ломоносова (склон Северного прогиба), где, предположительно, получили развитие подводные

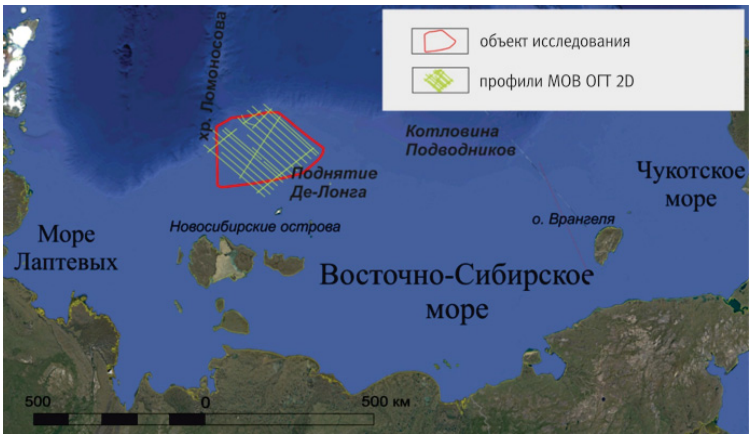


Рис. 1. Обзорная схема района исследований в акватории Восточно-Сибирского моря
Fig. 1. The survey scheme of the study in the water area of the East Siberian Sea

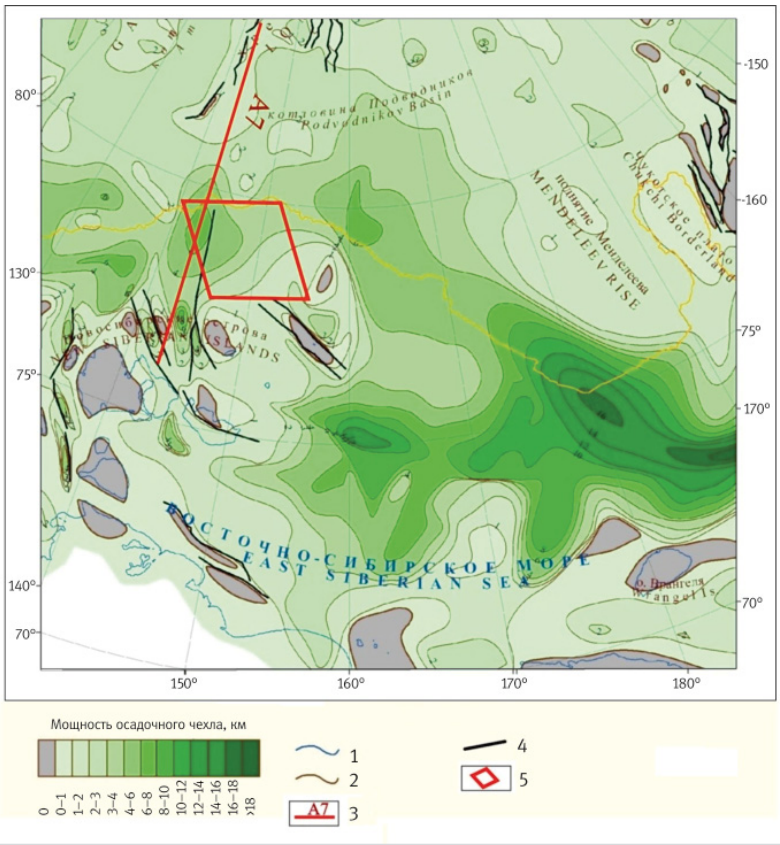


Рис. 2. Карта мощности осадочного чехла области Центрально-Арктических поднятий и прилегающего шельфа Евразии [10]: 1 — береговая линия; 2 — изопахиты, км; 3 — разломы; 4 — район работ; 5 — региональный профиль А7, ОАО «МАГЭ»
Fig. 2. Map of the thickness of the sedimentary cover of the region of the Central Arctic uplifts and the adjacent shelf of Eurasia [10]: 1 – coastline; 2 – isopachs, km; 3 – faults; 4 – area of work; 5 – regional profile A7, "MAGE" JSC

конусы выноса, восточный склон поднятия Де-Лонга, где происходит выклинивание осадочных пород, бортовые зоны и локальные поднятия в Новосибирском прогибе (рис. 5). Вышележащие отложения морского генезиса могут играть роль флюидоупоров [7].

Зафиксированные в пределах верхнемеловой части исследованного разреза структурные ловушки — литологические и тектонически экранированные — закономерно выполняют «неровности» кристаллического субстрата (рис. 5). Мощная толща проградационных клиноформ кайнозойской части осадочного разреза представляет собой высокоперспективный объект поиска залежей УВ (рис. 5в–5е).

Общепринятыми критериями при оценке перспектив нефтегазоносности малоизученных районов являются мощность осадочного чехла, структурно-тектонические, литолого-стратиграфические факторы, литологические особенности разреза (коллектор-покрышка) и время последнего мощного прогибания [9].

Важную роль для оценки нефтегазоперспективности региона играют тектогенные зоны — ступенчатые сбросы фундамента, горстово-блоковые и вулканогенные поднятия в области перехода континент — океан, ограничивающие на всем этапе геологической эволюции внутренние впадины, где могут накапливаться черносланцевые толщи.

В большинстве осадочных бассейнов современных пассивных окраин черносланцевые толщи являются основными нефтематеринскими породами.

Анализ имеющегося материала позволяет выделить в разрезе осадочного чехла ПНГК в пределах шельфа. При отсутствии бурения и конкретных данных по обрамляющей суше оценка перспективности носит предположительный характер.

В северо-западной части Восточно-Сибирского моря выделены пять ПНГК — верхнемеловой, палеоценовый, эоцен-нижнеолигоценовый, верхнеолигоцен-нижнемиоценовый, верхнемиоценовый (рис. 6) [5].

В нижней части *верхнемелового ПНГК* залегают грубообломочные породы. Как правило, такие породы содержат в своем составе большое количество растительных остатков, часто углефицированных, и могут генерировать газ. Выше, предположительно, залегают песчаники, мелкозернистые, алевролиты с подчиненными прослоями глин в проксимальной части конусов и преобладающим содержанием последних в дистальной. Этот набор пород обычно характерен для подводных конусов выноса и содержит, как правило, не менее пятидесяти пластов-коллекторов, формирующих многопластовые залежи УВ. Кроме того, дистальная часть

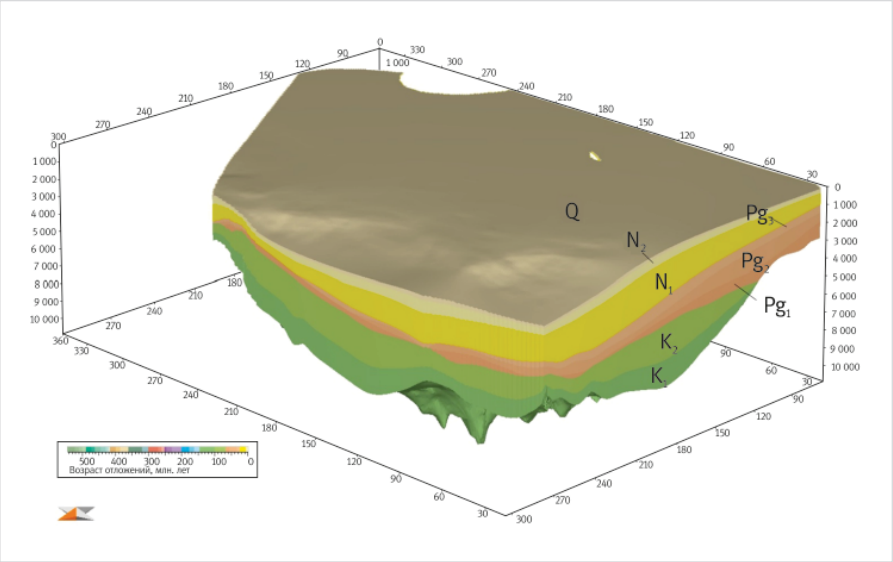


Рис. 3. Пространственно-временная модель континентальной окраины Восточно-Сибирского моря
Fig. 3. Spatio-temporal model of the continental margin of the East Siberian Sea

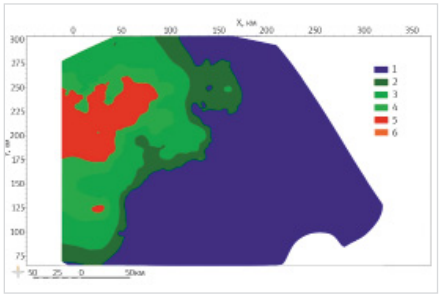


Рис. 4. Катагенетическая преобразованность ОВ мел-палеогенового возраста: 1 — незрелые ($ПК_1$–$ПК_2$); 2 — нефть ранней генерации ($ПК_3$–$МК_1$); 3 — главная зона нефтеобразования ($МК_2$–$МК_3$); 4 — нефть поздней генерации ($МК_4$); 5 — жирный газ ($МК_5$); 6 — сухой газ ($АК_1$–$АК_2$)
Fig. 4. Catagenetic transformation of OM of the cretaceous-paleogene age: 1 – immature (PC_1–PC_2); 2 – early generation oil (PK_3–MK_1); 3 – main zone of oil formation (MK_2–MK_3); 4 – late generation oil (MK_4); 5 – fat gas (MK_5); 6 – dry gas (AK_1-AK_2)

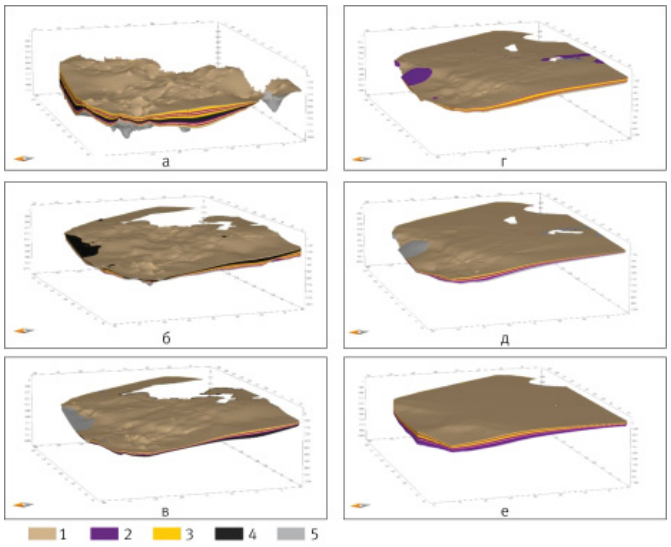


Рис. 5. Трехмерные модели осадочных комплексов с выделенными элементами углеводородных систем в акватории Восточно-Сибирского моря: а — верхнемеловой; б — палеоценовый; в — эоцен-нижнеолигоценовый; г — верхнеолигоцен-нижнемиоценовый; д — верхнемиоценовый; е — плиоцен-плейстоценовый; 1 — перекрывающие породы; 2 — породы флюидоупор; 3 — породы коллектор; 4 — нефтегазоматеринские толщи; 5 — подстилающие породы
Fig. 5. Three-dimensional models of sedimentary complexes with identified elements of hydrocarbon systems in the water area of the East Siberian Sea: а – upper cretaceous; б – paleocene; в – eocene-lower oligocene; г – upper oligocene-lower miocene; д – upper miocene; е – pliocene-pleistocene; 1 – overlying rocks; 2 – rocks fluid seal; 3 –rock reservoir; 4 –oil and gas source strata; 5 –bedding rocks

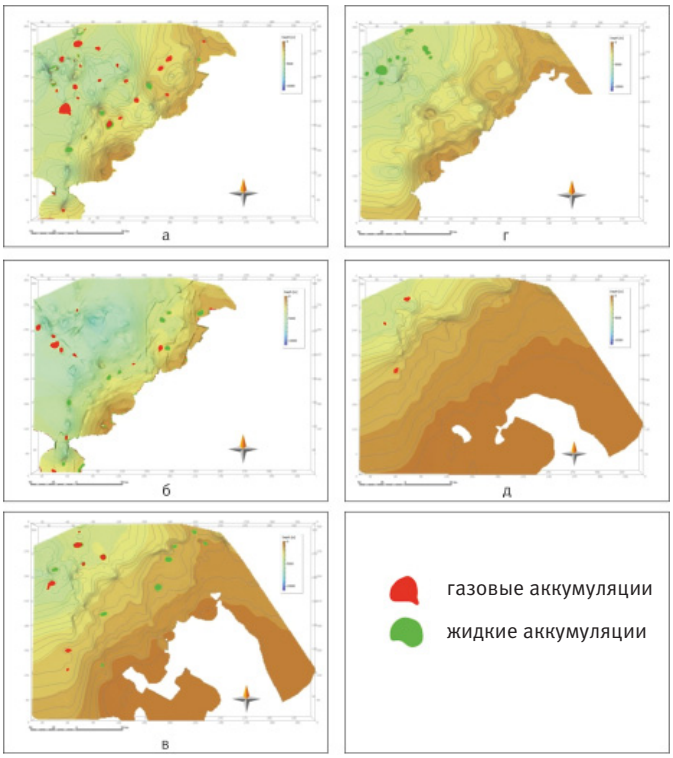


Рис. 6. Схема вероятных скоплений УВ: а — верхнемелового ПНГК; б — палеоценового ПНГК; в — эоцен-нижнеолигоценового ПНГК; г — верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК; д — верхнемиоценового ПНГК
Fig. 6. Scheme of probable hydrocarbon accumulations: а – upper cretaceous APGC; б – Paleocene APGC; в – eocene-lower oligocene PNGC; г – upper oligocene-lower miocene PNGC; д – upper miocene APGC

конусов выноса может служить флюидоупором для нижележащих отложений [6].

В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга. В зоне выклинивания возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек УВ.

Палеоценовый ПНГК по мощности значительно уступает вышеописанному комплексу. Сформирован в палеосклоновой части шельфа в регрессивной фазе седиментации и образует три небольших конуса выноса терригенного материала. На рисунке 5б предполагается, что комплекс сложен преимущественно песчаниками и представляет собой перспективную коллекторскую пачку, которая, к сожалению, не имеет регионального флюидоупора [7].

В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга. В зоне выклинивания возможно формирование неструктурных стратиграфических и литологических ловушек УВ.

Эоцен-нижнеолигоценовый ПНГК сформирован в зоне палеошельфа на трансгрессивной стадии седиментации, которая явилась продолжением эоценового трансгрессивного этапа седиментогенеза. Комплекс, скорее всего, судя по сейсмической записи, сложен переслаиванием терригенных пород различной зернистости: мелкозернистыми песчаниками, алевролитами и глинами. В зоне современного шельфа пласты песчаников более-менее выдержаны по простиранию, а в склоновой части наблюдается довольно резкое увеличение глинистой составляющей. Региональный флюидоупор отсутствует, преимущество, вероятно, будет принадлежать флюидоупорам локального и зонального типа [8–10].

В современном структурном плане наблюдается выклинивание комплекса в направлении поднятия Де-Лонга.

Верхнеолигоцен-нижнемиоценовая ПНГК представлена корой химического выветривания, сформированной в обстановке тектонической стабилизации. Сложена мощной толщей пестроокрашенных глин каолинитового и каолинит-гидрослюдистого состава. Приурочена к региональному несогласию и может играть роль регионального флюидоупора. Условия формирования верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК по характеру изменения мощностей ближе к склоновым и подножия склона, предполагается преобладание в составе комплекса глинистых толщ с подчиненными пластами песчаников и алевролитов. Последние могут представлять собой коллекторские толщи. Но все же большая роль здесь принадлежит глинистым отложениям, которые могут рассматриваться как внутренние флюидоупоры для коллекторов верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК и как внешние — для нижележащего нижнеолигоценового ПНГК. Перспективы комплекса предполагаются не очень высокими в связи с невыдержанностью по площади литологического состава пород-коллекторов. В современном структурном плане полного выклинивания комплекса не наблюдается. Возможно выклинивание отдельных пластов-коллекторов в направлении поднятия Де-Лонга [11].

Верхнемиоценовая ПНГК сформирована в обстановке региональной регрессии, в пределах континентального склона имеет линзовидную форму, выклиниваясь в северном направлении. На Новосибирских островах толща сложена континентальными терригенными отложениями: песками, песчаниками с гравием и галькой, реже алевритами, их глинистыми разностями. Условия формирования комплекса, судя по характеру изменения мощностей, ближе к склоновым и подножия склона, в составе комплекса глинистые толщи с пластами песчаников и алевролитов. Последние могут представлять собой коллекторские толщи. Но все же большая роль здесь принадлежит глинистым отложениям, которые могут рассматриваться как внутренние флюидоупоры для коллекторов верхнемиоценового ПНГК и как внешние — для нижележащего. Перспективы комплекса предполагаются не очень высокими в связи с невыдержанностью по площади литологического состава пород-коллекторов [12–14].

В современном структурном плане полного выклинивания комплекса не наблюдается. Возможно выклинивание отдельных пластов-коллекторов в направлении поднятия Де-Лонга.

Итоги

В пределах верхнемелового ПНГК выделены 21 крупный локальный объект и ряд мелких (рис. 6а). По фазовому составу наблюдается значительное преобладание газовой составляющей над нефтяной (рис. 7а).

В пределах палеоценового ПНГК выделены 16 локальных объектов и ряд мелких (рис. 6б). По фазовому составу наблюдается небольшое преобладание газовой составляющей над нефтяной (рис. 7б).

В пределах эоцен-нижнеолигоценового ПНГК выделены 11 локальных объектов (рис. 6в). По фазовому составу наблюдается большое преобладание нефтяной составляющей над газовой (рис. 7в).

В пределах верхеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК выделены 9 локальных объектов, в которых возможно формирование ловушек УВ структурного типа (рис. 6 г). По фазовому составу преобладает нефть (рис. 7 г).

В пределах верхнемиоценового ПНГК выделены 3 локальных объекта, в которых возможно формирование ловушек УВ структурного типа (рис. 6д). В верхнемиоценовом ПНГК по фазовому составу преобладает газ (рис. 7г).

Выводы

Северо-западная часть континентального шельфа Восточно-Сибирского моря является крайне интересным объектом с точки зрения бассейнового анализа. Благодаря проведенному бассейновому анализу в мезозой-кайнозойском осадочном чехле выявлено порядка шестидесяти крупных локальных поднятий, которые могут являться ловушками для скоплений углеводородов при наличии регионального флюидоупора. Бассейновое моделирование также позволило рассчитать фазовый состав углеводородов в пяти потенциально нефтегазоносных комплексах.

Проведенные исследования доказывают высокий углеводородный потенциал недр в акватории Восточно-Сибирского моря, а также дают возможность выбора оптимального направления дальнейших геологоразведочных работ на нефть и газ.

Литература

1. Виноградов В.А., Лопатин Б.Г., Бурский А.З., Гусев Е.А., Морозов А.Ф., Шкарубо С.И. Основные итоги геологического картографирования масштаба 1:1 000 000 Арктического шельфа России // Разведка и охрана недр. 2005. № 6. С. 45–52.
2. Корчагина Т.В., Казанин Г.С., Шкарубо С.И. Отчет по объекту изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности осадочных бассейнов континентальной окраины Восточно-Сибирского моря // МАГЭ. 2013.
3. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Мустаев Р.Н., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Условия формирования и генерационный потенциал углеводородных систем Восточной Арктики // Недропользование XXI век. 2020. № 4. С. 28–37.
4. Керимов В.Ю., Лавренова Е.А., Щербина Ю.В., Мамедов Р.А. Структурно-тектоническая модель фундамента

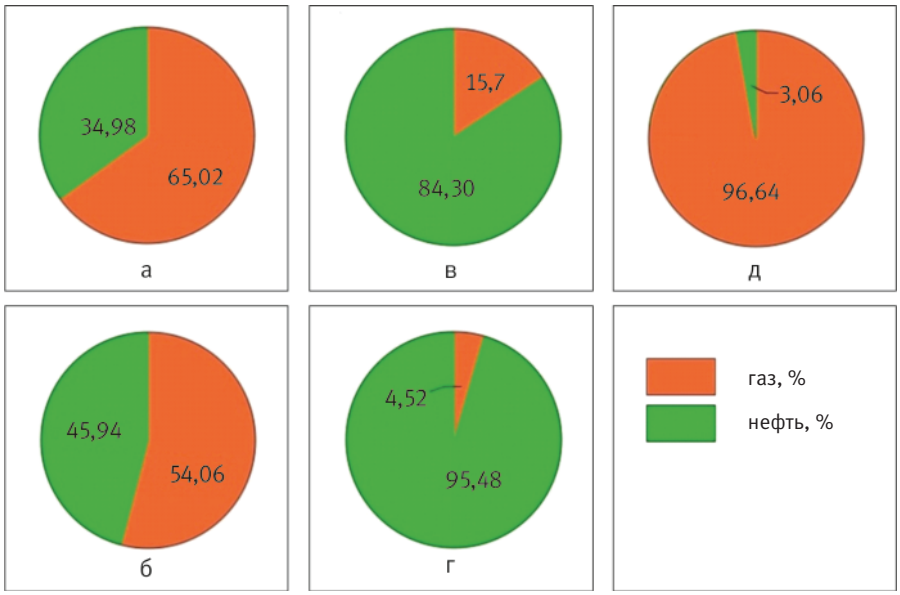


Рис. 7. Графики фазового состава скоплений УВ: а — верхнемелового ПНГК; б — палеоценового ПНГК; в — эоцен-нижнеолигоценового ПНГК; г — верхнеолигоцен-нижнемиоценового ПНГК; д — верхнемиоценового ПНГК

Fig. 7. Graphs of the phase composition of hydrocarbon accumulations: a – upper cretaceous APGC; б – paleocene APGC; в – eocene-lower oligocene PNGC; г – upper oligocene-lower miocene PNGC; д – Upper Miocene APGC

и осадочного чехла Восточно-Арктических акваторий // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка. 2020. № 1. С. 19–29.
5. Мамедов Р.А., Гурянов С.А., Мамедова С.А. Перспективы нефтегазоносности осадочного бассейна шельфа Восточно-Сибирского моря // Молодые — Наукам о Земле. 2020. Т. 5. С. 33–36.
6. Мамедов Р.А. Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем континентального шельфа Восточно-Сибирского моря // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 5. С. 22–25.
7. Мамедов Р.А. Геологическое строение и углеводородный потенциал осадочного бассейна шельфа Восточно-Сибирского моря // Геомодель 2020. 2020. 52 с.
8. Грамберга И.С. Геолого-геофизические характеристики литосферы Арктического региона. СПб.: ВНИИОкеангеология, 2004. Вып. 5. 278 с.
9. Наливкин В.Д., Белонин М.Д., Лазарев В.С. и др. Критерии и методы количественной оценки нефтегазоносности слабоизученных крупных территорий // Советская геология. 1976. № 1. С. 28–39.
10. Шокальский С.П., Кашубин С.Н., Соболев Н.Н. и др. Разработка и создание структурно-тектонической и геодинамической моделей арктического бассейна и концепции его развития. Известия ВСЕГЕИ. СПб.: ВСЕГЕИ, 2014. Т. 11. С. 72–81.
11. Государственная геологическая карта. Масштаб 1:1 000 000 (третье поколение). Серия Океанская. Лист U-53, 54, 55, 56 хр. Ломоносова. Объяснительная записка. СПб.: Картографическая фабрика ВСЕГЕИ, 2010.
12. Мустаев Р.Н., Лавренова Е.А., Керимов В.Ю., Мамедов Р.А. Особенности эволюции третичных нефтегазоносных систем в условиях проградации шельфа на континентальной окраине Восточно-Сибирского моря // Журнал технологий разведки и добычи нефти, 2021.
13. Мамедов Р.А. Структурно-тектоническое обоснование перспективных зон шельфа Восточно-Сибирского моря // Geonature 2021 (EAGE). Тюмень. 22–26 марта 2021.
14. Мамедов Р.А. Условия формирования нефтегазоматеринских толщ на шельфе Восточно-Сибирского моря // Молодые — Наукам о Земле. 2021. Т. 4. С. 54–57.

ENGLISH

Results

Within the Upper Cretaceous APGC, 21 large local objects and a number of small ones were identified (fig. 6а). In terms of phase composition, a significant predominance of the gas component over the oil component is observed (fig. 7а).

Within the Paleocene APGC, 16 local objects and a number of small ones were identified (see Fig. 6г). In terms of phase composition, a slight predominance of the gas component over the oil component is observed (fig. 7б).

Within the Eocene–Lower Oligocene APGC, 11 local objects were identified (fig. 6в). In terms of phase composition, a large predominance of the oil component over the gas component is observed (fig. 7в).

Within the Upper Oligocene-Lower Miocene APGC, 9 local objects were identified, in which the formation of hydrocarbon traps of the structural type is possible (fig. 6г). The phase composition is dominated by oil (fig. 7г).

Within the Upper Miocene APGC, 3 local objects were identified, in which the formation of structural-type hydrocarbon traps is possible (fig. 6д). The phase composition of the Upper Miocene APGC is dominated by gas (fig. 7д).

Conclusions

The northwestern part of the continental shelf of the East Siberian Sea is an extremely interesting object from the point of view of basin analysis. Due to the conducted basin analysis in the Mesozoic-Cenozoic sedimentary cover, about sixty large local uplifts have been identified, which can be traps for hydrocarbon accumulations in the presence of a regional seal. Basin modeling also made it possible to calculate the phase composition of hydrocarbons in five potential oil and gas complexes.

The studies carried out prove the high hydrocarbon potential of the subsoil in the water area of the East Siberian Sea, and make it possible to choose the optimal direction for further geological exploration for oil and gas.

References

1. Vinogradov V.A., Lopatin B.G., Bursky A.Z., Gusev E.A., Morozov A.F., Shkarubo S.I. The main results of geological mapping at a scale of 1: 1 000 000 of the Arctic shelf of Russia. Prospect and protection of mineral resources, 2005, issue 6, P. 45–52. (In Russ).
2. Korchagina T.V., Kazanin G.S., Shkarubo S.I. Report on the object of studying of the geological structure and assessment of the prospects for oil and gas potential of sedimentary basins of the continental margin of the East Siberian Sea. MAGE. 2013. (In Russ).
3. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Mustaev R.N., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Hydrocarbon systems of Eastern Arctic: settings of formation and generation potential. Subsoil use XXI century, 2020, issue 4, P. 28–37. (In Russ).
4. Kerimov V.Yu., Lavrenova E.A., Shcherbina Yu.V., Mamedov R.A. Structural-tectonic model of the basement and sedimentary cover of East Arctic water areas. Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration, 2020, issue 1, P. 19–29. (In Russ).
5. Mamedov R.A., Guryanov S.A., Mamedova S.A. Prospects for the oil and gas potential of the sedimentary basin of the East Siberian Sea shelf. The young – for the Earth Sciences, 2020, Vol. 5, P. 33–36. (In Russ).
6. Mamedov R.A. Modeling of generation and accumulation hydrocarbon systems of the continental shelf of the East Siberian Sea. Exposition Oil Gas, 2020, issue 5, P. 22–25. (In Russ).
7. Mamedov R.A. Geological structure and hydrocarbon potential of the sedimentary basin of the East Siberian Sea shelf. Geomodel 2020, 2020, 52 p. (In Russ).
8. Gramberga I.S. Geological and geophysical characteristics of the lithosphere of the Arctic region. St. Petersburg, VNIIOkeangeologia, 2004, issue 5, 278 p. (In Russ).
9. Nalivkin V.D., Belonin M.D., Lazarev V.S. et al. Criteria and methods of quantitative assessment of oil and gas territories of poorly studied territories. Sov. Geology, 1976, issue 1, P. 28–39. (In Russ).
10. Shokalsky S.P., Kashubin S.N., Sobolev N.N. et al. Development and creation of structural-tectonic and geodynamic models of Arctic use and search for its development. News of VSEGEI. St. Petersburg: VSEGEI, 2014, Vol. 11, P. 72–81. (In Russ).
11. State geological map. Scale 1: 1 000 000 (third generation). Ocean series. Sheet U-53, 54, 55, 56 cp. Lomonosov. Explanatory letter. St. Petersburg: Cartographic Factory VSEGEI. 2010. (In Russ).
12. Mustaev R.N., Lavrenova E.A., Kerimov V.Yu., Mamedov R.A. Peculiarities of Tertiary petroleum systems evolution under prograding shelf environment on the continental margin of the East Siberian Sea. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology, 2021. (In Russ).
13. Mamedov R.A. Structural and tectonic substantiation of the promising zones of the East Siberian Sea shelf. Tyumen, 2021, Geonature 2021 (EAGE), March 22–26. (In Russ).
14. Mamedov R.A. Conditions for the formation of oil and gas source strata on the shelf of the East Siberian Sea. The young – for the Earth Sciences, 2021, Vol. 4, P. 54–57. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Мамедов Рустам Ахмедович, заведующий лабораторией, ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе», Москва, Россия
Для контактов: rus_mamedow@mail.ru

Mamedov Rustam Ahmedovich, head of the laboratory, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting, Moscow, Russia
Corresponding author: rus_mamedow@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19 УДК 553.98(571.1) I Научная статья

Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири

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

Аннотация
Рассмотрены особенности углеводородных (УВ) скоплений верхнего продуктивного комплекса северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), охватывающего возрастной интервал от апта до сеномана. Приводится литофациальная характеристика комплекса, нефтегазоносность, оценивается размещение УВ скоплений с разной категорией запасов. Значительное число месторождений с гигантскими запасами УВ позволяет считать залежи верхнего продуктивного мегакомплекса, сложенного покурской свитой, мегарезервуарами.

Материалы и методы
Аналитическая база данных свойств нефтей и конденсатов верхнего продуктивного комплекса Западно-Сибирского НГБ, оценка крупности месторождений, генерационные свойства нефтегазопродуцирующих отложений; сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности верхнего продуктивного мегакомплекса, картографические построения.

Ключевые слова
апт-сеноманские отложения, верхний продуктивный комплекс, нефть, мегарезервуары, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн

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

Для цитирования
Пунанова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 15–19. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19

Поступила в редакцию: 26.05.2022

UDC 553.98(571.1) I Original Paper

Hydrocarbon megareservoirs of apt-senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia

Punanova S.A., Samoilova A.V.
Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
punanova@mail.ru

Abstract
The features of hydrocarbon (HC) accumulations of the upper productive complex of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin (OGB), covering the age interval from the Aptian to the Cenomanian, are considered. The lithofacies characteristics of the complex, oil and gas content are given, the placement of hydrocarbon accumulations with different categories of reserves is estimated. A significant number of deposits with gigantic hydrocarbon reserves allows us to consider the deposits of the upper productive mega-complex, composed of the Pokur suite, as mega-reservoirs.

Materials and methods
Analytical database of properties of oils and condensates of the upper productive complex of the West Siberian OGB, assessment of the size of deposits, generation properties of oil and gas producing deposits; comparison of oil and gas parameters of the upper productive mega-complex based on geochemical data, cartographic constructions.

Keywords
aptian-cenomanian deposits, upper productive complex, oil, megareservoirs, West Siberian oil and gas basin

For citation
Punanova S.A., Samoilova A.V. Hydrocarbon megareservoirs of apt-senomanian deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 15–19. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19

Received: 26.05.2022

Введение

Продолжены исследования по изучению особенностей нефтегазоносных комплексов (НГК) северных регионов Западно-Сибирского НГБ от доюрско-палеозойских, нижне-среднеюрских, верхнеюрских, берриас-нижневаланжинских (ачимовская толща) до верхнего продуктивного (апт-сеноманского) мегакомплекса [1–4]. Настоящее исследование посвящено выявлению зон распространения гигантских и уникальных месторождений нефти и газа в этом комплексе. Несмотря на многочисленные публикации по мезозойским НГК этих регионов Западной Сибири, многие геологические и геохимические задачи требуют дополнительной проработки. В большой степени это относится и к верхнему НГК, который характеризуется широким диапазоном нефтегазоносности, значительной литологической изменчивостью коллекторов и покрышек, сильной дифференциацией УВ состава и фазового типа флюидов, наличием природных мегарезервуаров [5–7]. Вероятно, можно принять, что «природный резервуар — это коллектор, частично или со всех сторон ограниченный непроницаемыми породами и являющийся естественной емкостью для нефти и газа, внутри которой возможна циркуляция флюидов» [8–10]; то есть это совокупность флюидоупора и проницаемого комплекса [11]. Значительное число месторождений, открытых и разрабатываемых на севере Западной Сибири в верхнем продуктивном НГК, имеет гигантские и уникальные запасы УВ, что позволяет считать залежи УВ сеноманского мегакомплекса, представленные покурской свитой, мегарезервуарами. Уточним, что гигантские — это месторождения с начальными запасами жидких УВ (включая конденсат) и природного газа соответственно более 1 млрд т и 1 трлн м^3 каждое. В обобщающей работе [12] отмечено, что на долю Западно-Сибирского НГБ приходится 9 месторождений-гигантов (для сравнения в бассейне Персидского залива — 36, в Прикаспийском — 5, Маракаибо — 3). Наиболее перспективны в плане открытия гигантских газовых месторождений, по мнению [12], — это российский Западно-Арктический регион, связанный прежде всего с Южно-Карской газоносной областью.

Результаты и обсуждение

Литофациальные особенности комплекса

К верхнему продуктивному комплексу относится мощная толща апт-сеноманских отложений, сложенная континентальными угленосными и прибрежно-морскими фациями. В некоторых областях провинции апт составляет с неокомом флюидодинамически единый продуктивный комплекс, отделенный от вышележащего зональными разновозрастными глинистыми покрышками (средний апт — средний альб). На большей части территории от нижележащих нижнемеловых отложений разрез комплекса отделяется нижнеаптской региональной покрышкой. Верхней региональной покрышкой комплекса служат глинистые породы туронского возраста; внутри комплекса прослеживаются покрышки субрегиональные, разделяющие этот комплекс на подкомплексы. В центральных районах Надым-Тазовской нефтегазоносной области (НГО) комплекс выделен в покурскую свиту. На восточной части региона отложения от апта до сеномана объединены в долганскую и яковлевскую свиты. На западе глубина погружения кровли комплекса в пределах северных районов Западной Сибири колеблется от 300–500 м (Ярудейская, Хейгинская площади) до 1 600 м в центральных районах. Толщины отложений изменяются от 450 м на западе до 1 600 м и более в центре и на востоке [5, 6].

Покурская свита является сероцветной терригенной угленосной толщей, представленной полным набором фаций приморской аккумулятивной равнины. Она сложена переслаивающейся толщей песчаников, песков, алевролитов и глин с большим количеством углистых включений и многочисленных растительных остатков. Размеры и толщины песчаных слоев увеличиваются в присводовых частях положительных структур, а на склонах поднятий — глинистых. В объеме покурской свиты циклического строения в подошве каждого цикла с эрозионным несогласием залегают высокопроницаемые пески и слабосцементированные песчаники (русловые фации), а в кровле — слабопроницаемые алеврито-глинистые породы пойменных, болотно-пойменных или озерных фаций [7]. Характерной особенностью отложений верхнего продуктивного комплекса является угленасыщенность и высокая песчанистость, которая увеличивается в восточном

Табл. 1. Количество залежей верхнего продуктивного комплекса по группам запасов и типам флюидов [16]
Tab. 1. The number of deposits of the upper productive complex by groups of reserves and types of fluids [16]

Тип флюида	Группы запасов				Общее количество залежей
	мелкие	средние	крупные	уникальные	
Г – газовый	26	17	7	5	55
ГК – газоконденсатный	1	1	4	6	12
НГК – нефтегазоконденсатный	-	1	1	1	3
ГН – газонефтяной	2	2	4	3	11
НГ – нефтегазовый	2	2	3	2	9
Н – нефтяной	2	1	-	-	3

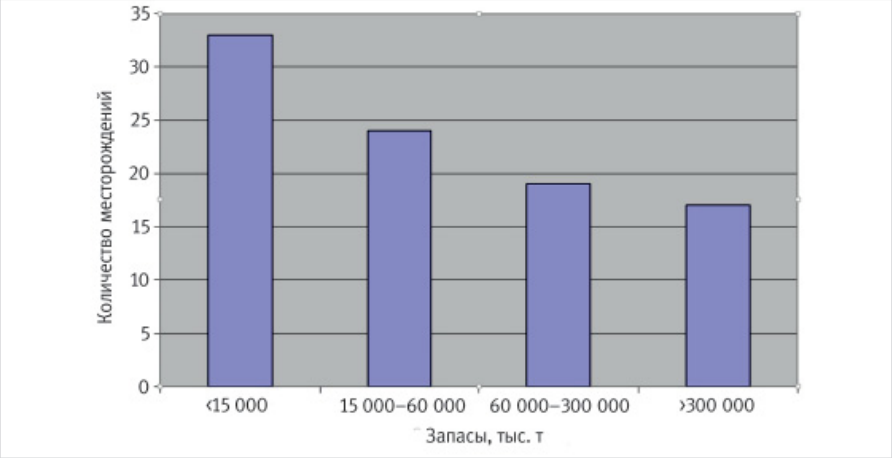


Рис. 1. Частотный график распределения запасов УВ в верхнем продуктивном комплексе
Fig. 1. Frequency schedule of distribution of hydrocarbon reserves in the upper productive complex

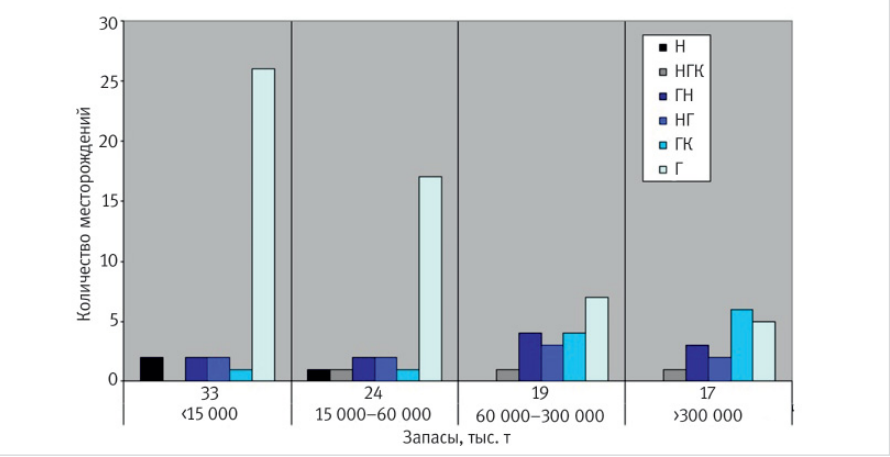


Рис. 2. Частотный график распределения запасов УВ в верхнем продуктивном комплексе с учетом фазового состояния залежи
Fig. 2. Frequency schedule of distribution of hydrocarbon reserves in the upper productive complex, taking into account the phase state of the deposit

и северо-восточном направлениях. В среднем на разведанных площадях доля коллекторов составляет 60–75 %. Песчано-алевролитовые разности отложений комплекса характеризуются отличными коллекторскими свойствами.

Нефтегазоносность комплекса и масштабность скоплений

Процессы генерации нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе изучены достаточно подробно. Рассеянное органическое вещество (ОВ) этих пород сапропелево-гумусового и гумусового типов. Содержание $C_{орг}$ значительно и составляет в среднем 1,2–2,0 %. В глинистых и алевролитовых разностях сеномана-альба содержание $C_{орг}$ снижается с запада на восток соответственно от 2,7 и 1,12 % на Ямале, 2,55 и 1,20 % на Гыдане до 1,50–2,40 % и 1,10–1,50 % в центральных районах Надым-Тазовской области. Степень метаморфизма ОВ отвечает буроугольной (отражательная способность витринита R_0 равна 0,3–0,5 %) и длиннопламенной (R_0 = 0,5–0,65 %) стадиям [13].

Результаты расчетов генерации газа и битумоидов породами альб-сеноманского комплекса показали [13], что только в породах альба и сеномана северных районов бассейна были генерированы грандиозные объемы УВ газов — около 1 490 трлн м^3 и существенно меньшие объемы битумоидов, особенно легких, около 132 млрд т, то есть альб-сеноманская толща севера Западной Сибири явилась мощным газоматеринским комплексом, генерировавшим газ протокатагенетического генезиса (т. е. на низких стадиях катагенеза) [13].

Верхний продуктивный комплекс является преимущественно газоносным. Внутри него выделяется распространенный регионально альб-сеноманский НГК, аптский подкомплекс, развитый на Ямале, Гыдане и северо-западе Надым-Тазовской НГО и продуктивная газ-салинская пачка турон-сенона, установленная в восточной части Пур-Тазовской НГО и в Мессояхском нефтегазоносном районе.

Свободные газы верхнего продуктивного комплекса исключительно метановые, бесконденсатные или низкоконденсатные с очень низким содержанием тяжелых УВ (обычно не более 2–3 %, но чаще всего менее 1 %), бессернистые. Также очень низки содержания CO_2 и азота. Для изученных скоплений характерны химические типы флюидов (по Ал.А. Петрову) Б-1, Б-1 и А-2. По содержанию микроэлементов конденсаты и нефти являются обедненными, а по преобладанию Ni над V образуют единый никелевый тип флюидов, характерных для слабопреобразованных УВ ранней генерации.

С глубиной от сеноманского подкомплекса к аптскому общее число залежей и количество газовых залежей сокращается. Меняется и их фазовое состояние: появляются газоконденсатные, газоконденсатнонефтяные и нефтегазоконденсатнонефтяные залежи. С ростом глубин и палеотемператур, т. е. с увеличением градации катагенеза пород и ОВ, состав газа утяжеляется, содержание метана снижается от 99–97 до 95–93 %, а содержание тяжелых УВ растет от 0,5 до 2,5–3,5 %; при этом состав жидких УВ облегчается: от нафтенового сменяется нафтеново-метановым и метано-нафтеновым.

Верхний продуктивный комплекс включает 93 месторождения (табл. 1, рис. 1, 2) и 168 залежей. Он представлен всеми категориями запасов (в тыс. т усл. т): мелкими (<5 000–15 000),

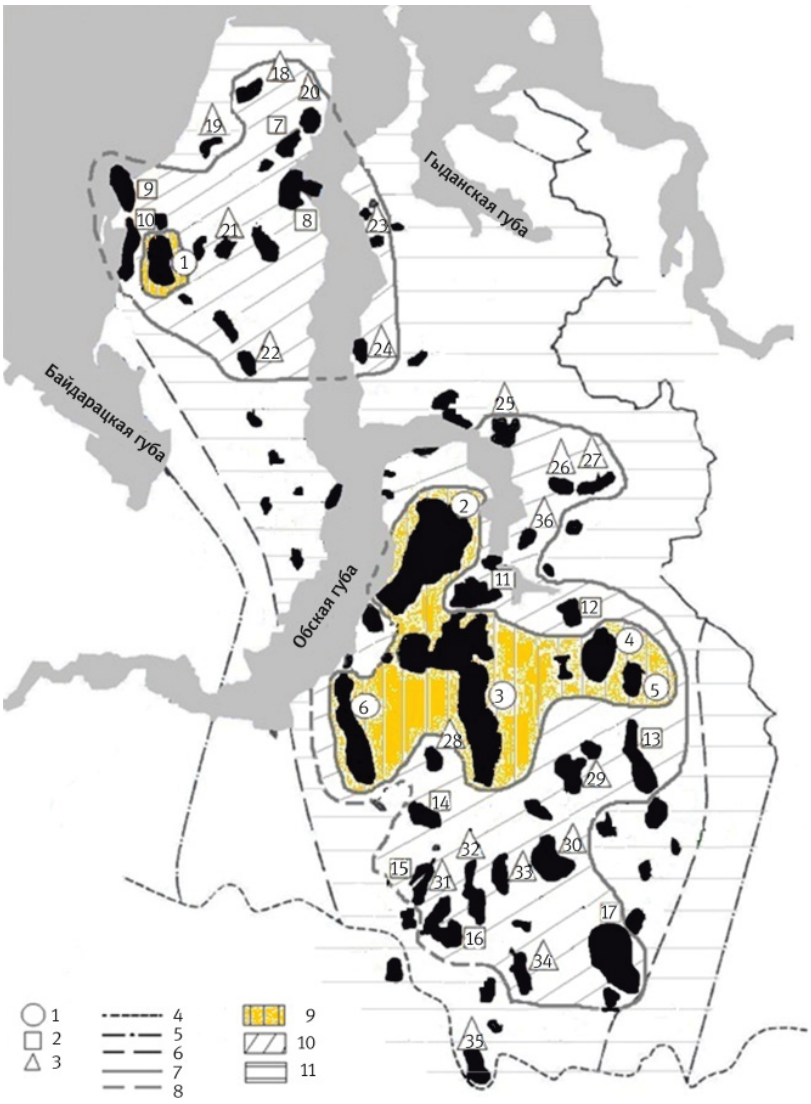


Рис. 3. Схематическая карта размещения углеводородных скоплений с разной категорией запасов в верхнем продуктивном комплексе севера Западно-Сибирского НГБ
Группы месторождений по начальным запасам: 1 — гиганты; 2 — уникальные; 3 — крупные; 4 — условная граница между северными и центральными районами; 5 — внешний контур продуктивности комплекса; 6 — граница между высоко- и низкоперспективными зонами. Граница зон с различными запасами УВ: 7 — установленная; 8 — предполагаемая. Зоны преимущественного развития УВ скоплений: 9 — гигантских; 10 — крупных и уникальных; 11 — мелких и средних. Месторождения по запасам. Гиганты: 1 — Бованенковское; 2 — Ямбургское; 3 — Уренгойское; 4 — Заполярное; 5 — Русское; 6 — Медвежье. Уникальные: 7 — Северо-Тамбейское; 8 — Южно-Тамбейское; 9 — Харасавэйское; 10 — Крузенштернское; 11 — Северо-Уренгойское; 12 — Тазовское; 13 — Южно-Русское; 14 — Ямсовейское; 15 — Северо-Комсомольское; 16 — Комсомольское; 17 — Харампурское. Крупные: 18 — Малыгинское; 19 — Сядорское; 20 — Тасийское; 21 — Верхне-Тиутейское; 22 — Арктическое; 23 — Утреннее; 24 — Геофизическое; 25 — Антипаютинское; 26 — Западно-Мессояхское; 27 — Восточно-Мессояхское; 28 — Юбилейное; 29 — Береговое; 30 — Восточно-Таркосалинское; 31 — Барсуковское; 32 — Губкинское; 33 — Западно-Таркосалинское; 34 — Етыпуровское; 35 — Вынгапуровское; 36 — Находкинское
Fig. 3. Schematic map of the location of hydrocarbon accumulations with different categories of reserves in the upper productive complex of the north of the West Siberian NGB
Groups of deposits by initial reserves: 1 – giants; 2 – unique; 3 – large; 4 – the conditional boundary between the northern and central regions; 5 – the outer contour of the productivity of the complex; 6 – the boundary between high and low-potential zones. The boundary of zones with different hydrocarbon reserves: 7 – established; 8 – assumed. Zones of predominant development of HC clusters: 9 – giant; 10 – large and unique; 11 – small and medium. Deposits by reserves. Giants: 1 – Bovanenkovskoe; 2 – Yamburgskoe; 3 – Urengoyskoe; 4 – Polar; 5 – Russian; 6 – Bear. Unique: 7 – North Tambeyskoye; 8 – South Tambeyskoye; 9 – Kharasaveyskoye; 10 – Kruzenshternskoye; 11 – North Urengoyskoye; 12 – Tazovskoye; 13 – South Russian; 14 – Yamsoveyskoye; 15 – North Komsomolskoye; 16 – Komsomolskoye; 17 – Kharampurskoye. Large: 18 – Malyginsky; 19 – Syadorskoye; 20 – Tasyskoye; 21 – Verkhne-Tiuteyskoye; 22 – Arctic; 23 – Morning; 24 – Geophysical; 25 – Antipayutinsky; 26 – West Messoyakhskoye; 27 – East Messoyakhskoye; 28 – Jubilee; 29 – Beregovoye; 30 – Vostochno-Tarkosalinskoye; 31 – Barsukovskoye; 32 – Gubkinskoye; 33 – Zapadno-Tarkosalinskoye; 34 – Etypurovskoye; 35 – Vyngapurovskoye; 36 – Nakhodkinskoye

средними (15 000–60 000), крупными (60 000–300 000), уникальными (>300 000) и месторождениями-гигантами (свыше 1 млрд т).

Месторождения-гиганты — Медвежье, Русское, Заполярное, Бованенковское, Ямбургское и Уренгойское. По фазовому состоянию среди разнообразных УВ скоплений преобладают газовые (55 залежей). Их число максимально в классе мелких залежей (26), далее по классам они убывают (17, 7 и 5). С рангом класса запасов возрастает число ГК залежей (от 1 до 6); ГН (от 2 до 4); появляются НГК залежи.

На схематической карте (рис. 3) размещения УВ скоплений с разной категорией запасов в верхнем продуктивном комплексе выделены три зоны: область развития месторождений-гигантов, область преимущественного развития крупных и уникальных по запасам скоплений и область преимущественного развития мелких и средних по запасам скоплений. При построении карты использована «Схема размещения месторождений газа и нефти в альб-сеноманском комплексе» [13].

Месторождения-гиганты приурочены к двум центрам, один из которых расположен в осевой части Надым-Тазовской НГО (Медвежье, Г, Уренгойское, ГК, Ямбургское, Г, Заполярное, Г, Русское, НГ), чьи максимальные запасы газа связаны с сеноманским комплексом, так же как и нефтяная залежь месторождения Русского, а другой — на Ямале (месторождение Бованенковское). Две другие зоны — крупных и уникальных, а также средних и мелких УВ скоплений широкими поясами окаймляют выделенные центры. Прогнозируемые зоны могут являться перспективными для поисков разномасштабных месторождений УВ скоплений.

Причина насыщения мегарезервуаров верхнего продуктивного НГК севера Западной Сибири гигантскими и уникальными запасами УВ сырья объясняется благоприятным сочетанием как геохимических, так и геологических особенностей региона. Это, по данным [13, 14], развитие в разрезе значительной по мощности угленосной толщи верхнего валанжин-сеномана с высоким содержанием ОВ существенно гумусового типа, способной генерировать огромные массы УВ; оптимальная для эффективного газообразования стадия катагенеза — показатель преломления витринита R_0 изменяется от 0,40 до 0,55 %; высокая песчанистость разреза и отсутствие в нижнемеловом разрезе мощных достаточно протяженных глинистых покрышек; широкое развитие значительных по размерам и эффективной емкости валообразных и куполовидных поднятий; новейшее время окончательного формирования газовых скоплений; наличие мощной (500–900 м) турон-олигоценовой покрышки, слабо нарушенной разломами. Как считают некоторые исследователи [13, 14], в породах нижнего мела-сеномана была генерирована и достаточно большая масса битумоидов, однако скопиться образовавшиеся нефти первого этапа генерации в условиях мощного газообразования и накопления смогли только в неблагоприятных для сохранности газа локальных условиях. Как правило, они находятся там, где в альб-сеноманском комплексе обнаруживается флюидопроводящий разлом или серия разломов, по которым газ мигрирует из залежи. Это нефтяные подгазовые залежи на месторождениях Русское, Тазовское, Северо-Комсомольское.

Среди упомянутых благоприятных факторов ряд исследователей для объяснения закономерностей размещения гигантских скоплений нефти и газа в верхнем продуктивном комплексе на исследуемой территории придают особенностям геодинамических процессов. Образование месторождений-гигантов в этом регионе обусловлено наличием крупных и гигантских структурных ловушек. Как отмечают многие исследователи, тектоника северных и арктических регионов в неоген-четвертичное время была на несколько порядков активнее центральных, и именно здесь проявились интенсивные структурно-формационные движения с образованием поднятий-ловушек с амплитудами более 200 м. Вероятно, значительное воздымание, способствующее выделению растворенного газа, а также активизация геодинамических движений, приведшая к формированию крупных структур-ловушек, типа мегавалов, валов, куполовидных поднятий и др., являлись благоприятными факторами для образования здесь уникальных и гигантских месторождений [14, 15].

Итоги

На основе аналитических данных и картографических построений приводится характеристика мегарезервуаров в верхнем продуктивном комплексе северных регионов Западно-Сибирского НГБ. Изучены статистические закономерности распределения месторождений по категориям запасов и фазовому состоянию, выделены зоны размещения УВ скоплений с разной категорией запасов. Представлена схематическая карта распространения залежей УВ флюидов для апт-сеноманских отложений, уточняющая и детализирующая ранее существующие представления.

Выводы

Прогнозируемые зоны являются перспективными для поисков разномасштабных УВ скоплений в исследуемом регионе. Гигантские и уникальные по запасам месторождения УВ приурочены к мегарезервуарам покурской свиты. Благоприятные геолого-геохимические условия нефтегазопроизводящей толщи апт-сеноманского возраста способствовали формированию и сохранности месторождений нефти и газа с подобными запасами. Прогноз УВ скоплений, приуроченных к мегарезервуарам, является приоритетным направлением развития нефтегазового комплекса на современном этапе.

Литература

1. Пунанова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 3. С. 10–13.
2. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 67–80.
3. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Геохимические особенности нефтей и конденсатов верхнего продуктивного комплекса севера Западной Сибири // Нефтехимия. 2011. Т. 51. № 4. С. 280–290.
4. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Особенности распределения геологических ресурсов по газонефтеносным комплексам северных регионов Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2008. № 3. С. 20–30.
5. Шапорина М.Н., Казаненков В.А. Геологическое строение и особенности распространения залежей УВ в отложениях апт-альб-сеномана западной части Надым-Пурского междуречья // Сборник статей по материалам международного научного конгресса «Интерэкспо Гео-Сибирь». Новосибирск: СГТА, 2014. Т. 2. № 1. С. 210–214.
6. Казаненков В.А., Ершов С.В., Рыжкова С.В., Борисов Е.В., Пономарева Е.В., Попова Н.И., Шапорина М.Н. Геологическое строение и нефтегазоносность региональных резервуаров юры и мела в Карско-Ямальском регионе и прогноз распределения в них углеводородов // Геология нефти и газа. 2014. № 1. С. 27–49.
7. Зундэ Д.А. Разработка методики дифференциации континентальных отложений с использованием сиквенс-стратиграфической модели на примере пластов покурской свиты месторождений Западной Сибири. Диссертация. Тюмень, 2016. 151 с.
8. Шустер В.Л. Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 3. С. 26–31.
9. Шустер В.Л. Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 26–29.
10. Еременко Н.А. Геология нефти и газа. М.: Недра, 1968. 385 с.
11. Конторович А.Э., Фотиади Э.Э., Демин В.И. и др. Прогноз месторождений нефти и газа. М.: Недра, 1981. 350 с.
12. Высоцкий В.И., Скоробогатов В.А. Гигантские месторождения углеводородов России и мира. Перспективы новых открытий // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2021. № 1–6. С. 20–25.
13. Строганов Л.В., Скоробогатов В.А. Нефти и газы ранней генерации Западной Сибири. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 415 с.
14. Скоробогатов В.А. Генетические причины уникальной газо- и нефтеносности меловых и юрских отложений Западно-Сибирской провинции // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2003. № 8. С. 8–14.
15. Карагодин Ю.Н. Пространственно-временные закономерности концентраций гигантских скоплений нефти и газа Западной Сибири (системный аспект) // Георесурсы. 2006. № 1. С. 28–30.
16. Классификация запасов и прогнозных ресурсов по документу зарегистрирован в Минюсте РФ 31 декабря 2013. URL: ttps://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html

Results

On the basis of analytical data and cartographic constructions, the characteristics of megareservoirs in the upper productive complex of the northern regions of the West Siberian OGB are given. The statistical regularities of the distribution of deposits by categories of reserves and phase state were studied, zones of location of hydrocarbon accumulations with different categories of reserves were identified. A schematic map of the distribution of hydrocarbon fluid deposits for the Aptian-Cenomanian deposits is presented, which refines and details the previously existing ideas.

Conclusions

The predicted zones are promising for the search for hydrocarbon accumulations of different scales in the region under study. Giant and unique hydrocarbon deposits are confined to the megareservoirs of the Pokur suite. Favorable geological and geochemical conditions of the oil and gas producing strata of the Aptian-Cenomanian age contributed to the formation and preservation of oil and gas fields with similar reserves. The prediction of hydrocarbon accumulations associated with megareservoirs is a priority direction for the development of the oil and gas complex at the present stage.

References

1. Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
2. Punanova S.A., Shuster V.L. A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia. Georesources, 2018, Vol. 20, issue 2, P. 67–80. (In Russ).
3. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Geochemical features of oils and condensates from the upper producing play on the North of Western Siberia. Petroleum Chemistry, 2011, Vol. 51, issue 4, P. 270–280. (In Russ).
4. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Peculiarities of geological reserves distribution through gas-and-oil bearing complexes of northern regions of West Siberia. Geology of oil and gas, 2008, issue 3, P. 20–30. (In Russ).
5. Shaporina M.N., Kazanenkov V.A. Geological structure and specificity of hydrocarbon pull distribution in Aptian-Albian-Cenomanian deposits of the western part of Nadym-Pur interfluve. Collection of articles based on the materials of the International scientific Congress “Interexpo Geo-Siberia”. Novosibirsk: SGTA, 2014, Vol. 2. issue 1, P. 210–214. (In Russ).
6. Kazanenkov V.A., Ershov S.V., Ryzhkova S.V., Borisov E.V., Ponomareva E.V., Popova N.I., Shaporina M.N. Geological structure and oil and gas potential of Jurassic and Cretaceous regional reservoirs in Kara-Yamal region and prognosis of hydrocarbon distribution. Geology of oil and gas. 2014, issue 1, P. 27–49. (In Russ).
7. Sunde D.A. Development of a method of differentiation of continental sediments using a sequence stratigraphic model on the example of the layers of the Pokur formation of deposits in Western Siberia. Dissertation. Tyumen: 2016, 151 p. (In Russ).
8. Shuster V.L. Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps. Actual problems of oil and gas, 2020, issue 3, P. 26–31. (In Russ).
9. Shuster V.L. Investigation of the oil and gas potential of megareservoirs in difficult geological and climatic conditions. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 26–29. (In Russ).
10. Eremenko N.A. Geology of oil and gas. Moscow: Nedra, 1968, P. 33. (In Russ).
11. Kontorovich A.E., Fotiadi E.E., Demin V.I. et al. Forecast of oil and gas fields. Moscow: Nedra, 1981. 350 p. (In Russ).
12. Vysotsky V.I., Skorobogatov V.A. Giant hydrocarbon fields of russia and the world. Prospects for new discoveries. Mineral resources of Russia. Economics and management, 2021, issue 1–6, P. 20–25. (In Russ).
13. Stroganov L.V., Skorobogatov V.A. Oil and gas of early generation of Western Siberia. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004, 415 p. (In Russ).
14. Skorobogatov V.A. Genetic reasons for the unique gas and oil content of the West Siberian sedimentary megabass. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2003, issue 8, P. 8–14. (In Russ).
15. Karagodin Yu.N. Spatio-temporal patterns of concentrations of giant oil and gas accumulations in Western Siberia (system aspect). Georesursy, 2006, issue 1, P. 28–30. (In Russ).
16. Classification of reserves and resources of oil and combustible gases. URL: ttps://rg.ru/documents/2014/02/03/neft-site-dok.html (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Самойлова Анна Васильевна, к.г.-м.н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: anna-samoilova@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna, d.sc. in geological and mineralogical sciences, chief researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru

Samoilova Anna Vasilyevna, ph.d. in geological and mineralogical sciences, esearch associate, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: anna-samoilova@mail.ru

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

Пятнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСК,
04–05 октября 2022 г.

Одиннадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2022
ЯКУТСК,
26–27 октября 2022 г.

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

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-20-23 УДК 552.513 I Научная статья

Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа на месторождении сверхвязкой нефти Республики Татарстан по данным изучения кернового материала

Хазиев Р.Р.[1], **Андреева Е.Е.**[1], **Баранова А.Г.**[1], **Анисимова Л.З.**[1], **Валеева С.Е.**[1,2]
[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
[2]ИГиНГТ К(П)ФУ, Казань, Россия
radmir361@mail.ru

Аннотация
В статье рассмотрены данные изучения кернового материала битумного месторождения, расположенного в Черемшанском районе Республики Татарстан. По табличным данным исследования керна рассчитаны средневзвешенные значения фильтрационно-емкостных свойств, нефтенасыщенности и карбонатности для каждой скважины и построены карты распределения этих параметров по площади месторождения. Установлено, что наиболее благоприятные участки для освоения запасов методом парогравитационного дренажа (SAGD) — вершины куполов западного и восточного локального поднятия. Здесь наблюдаются большие нефтенасыщенные толщины, самые лучшие ФЕС и высокая нефтенасыщенность породы-коллектора.

Материалы и методы
Табличные данные исследования кернового материала битумного месторождения, геологический профиль, карта эффективных нефтенасыщенных толщин.
В работе использованы методы корреляционного анализа при сопоставлении табличных данных и метод треугольников для ручного построения карт вариаций ФЕС и нефтенасыщенности.

Ключевые слова
сверхвязкие нефти, песчаный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, парогравитационный дренаж, вторичный минералогенез

Благодарность

Коллектив авторов выражает благодарность сотрудникам кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука ИГиНГТ К(П)ФУ за представленные материалы.

Для цитирования
Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Валеева С.Е. Оценка возможности применения технологии парогравитационного дренажа на месторождении сверхвязкой нефти Республики Татарстан по данным изучения кернового материала // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 20–23. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-20-23

Поступила в редакцию: 26.08.2021

UDC 552.513 I Original paper

Possibility of using steam-assisted gravity drainage technology at the bitumen deposit of the Republic of Tatarstan according to the data of the core material study

Khaziev R.R.[1], **Andreeva E.E.**[1], **Anisimova L.Z.**[1], **Baranova A.G.**[1], **Valeeva S.E.**[1,2]
[1]IPEM TAS, Kazan, Russia
[2]IGPT, K(P)FU, Kazan, Russia
radmir361@mail.ru

Abstract
The article considers the data of studying the core material of a bitumen deposit located in the Cheremshansky district of the Republic of Tatarstan. According to the tabular data of the core study, the weighted average values of filtration-capacity properties (FCP), oil saturation and carbonate content for each well are calculated and maps of the distribution of these parameters over the field area are constructed. It is established that the most favorable areas for the production of reserves by the method of steam – gravity drainage (SAGD) are the tops of the domes of the western and eastern local elevation. There are large oil-saturated thicknesses, the best FCP and high oil saturation of the reservoir rock.

Materials and methods
Tabular data of the study core material super-viscous oil deposit, geological profile, map of effective oil-saturated thicknesses.
In this paper uses methods of correlation analysis when comparing tabular data and the triangle method for manually constructing maps of FCP and oil saturation variations.

Keywords
super-viscous oils, sand reservoir, filtration-capacitive properties, steam-gravity drainage, secondary mineralogy

For citation
Khaziev R.R., Andreeva E.E., Anisimova L.Z., Baranova A.G., Valeeva S.E. Possibility of using steam-assisted gravity drainage technology at the bitumen deposit of the Republic of Tatarstan according to the data of the core material study. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 20–23. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-20-23

Received: 26.08.2021

Введение

Основные запасы природных битумов и сверхвязких нефтей Республики Татарстан (около 60 %) сосредоточены в отложениях шешминского горизонта уфимского яруса на западном и юго-западном борту Южно-Татарского свода (ЮТС) [2]. Литологически шешминский пласт-коллектор представлен хорошо отсортированными средне- и слабосцементированными песчаниками, имеющими мелкий и (или) средний размер зерен. Также следует отметить, что исследуемый пласт-коллектор выдержан по простиранию и толщине на большей части западного и юго-западного борта ЮТС [3].

Однако, несмотря на выдержанность пласта-коллектора по простиранию и толщине, а также отсутствие (или малое содержание) в его составе глинистых минералов, пласт характеризуется определенной степенью геологической неоднородности на микроуровне, а именно — вариацией фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в латеральном и вертикальном направлении. Это обстоятельство может вызвать определенные трудности в выборе приоритетных участков для освоения запасов сверхвязких нефтей методом парогравитационного дренажа (SAGD) [4], для которого основные критерии выбора перспективных зон — большая толщина пласта, высокая вертикальная проницаемость пласта и хорошая нефтенасыщенность по массе [5].

Теоретическая часть

Согласно данным предыдущих исследований продуктивный пласт шешминского горизонта представляет собой пески и песчаники, осажденные при колебательных турбулентных движениях воды, в прибрежной части бассейнов — песчаные бары [3]. В районе исследования шешминский пласт со стратиграфическим несогласием залегает на размытых карбонатных отложениях сакмаро-артинского возраста, из которых по микротрещинам в ходе вертикальной миграции пластовых вод, обогащенных ионами Ca^{2+} и CO_3^{2-}, заполняется пустотное пространство песчаных пород уфимского возраста в подошвенной, центральной и, вероятнее всего, в кровельной части. Это явление сопровождается заполнением пустотного пространства песчаного коллектора вторичным кальцитом, который в свою очередь снижает проницаемость пласта в целом. Процесс этот происходит неравномерно и соответственно выявляются участки, где это явление происходит менее выраженно; как правило, в этих зонах процесс минералогенеза минимальный, и эти участки наиболее перспективны, так как породы-коллекторы обладают лучшими ФЕС по сравнению с другими.

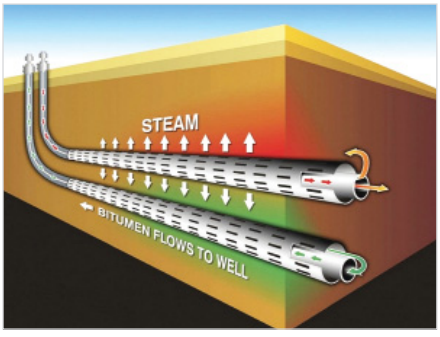


Рис. 1. Схема работы метода SAGD в нефтяном пласте [6]
Fig. 1. Diagram of the operation of the SAGD method in an oil reservoir [6]

В настоящее время наиболее эффективным методом освоения запасов сверхвязких нефтей (СВН) является SAGD, при котором бурится пара горизонтальных скважин в продуктивный пласт (рис. 1); первая (в верхней части пласта) с целью подачи перегретого пара в нефтяной коллектор для разжижения битумной нефти, вторая (снизу) для непосредственной добычи.

Вышеописанное явление образования вторичного кальцита может существенно ухудшить продуктивность пласта, соответственно, вопрос о детальном изучении кернового материала с определением ФЕС, нефтенасыщенности и карбонатности приобретает актуальность в настоящее время.

Анализ полученных результатов

В качестве объекта исследования были использованы табличные данные исследования кернового материала на ФЕС на одном из месторождений СВН в Черемшанском районе РТ. (По согласованию с недропользователем название месторождения и структурных элементов не разглашается; нумерация скважин условная.)

Месторождение имеет овальную форму, вытянутую в субширотном направлении,

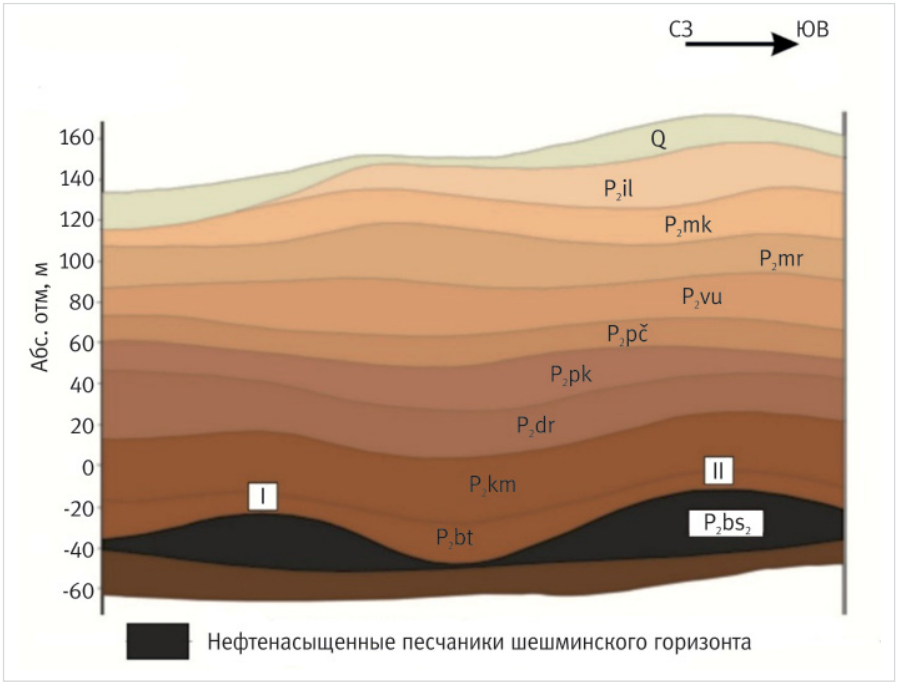


Рис. 2. Схематичный геологический профиль осадочных образований пермской системы изучаемого битумного месторождения. Масштаб вертикальный 1:1 000; горизонтальный 1:20 000. I — западная залежь; II — восточная залежь. Профиль построен по данным [1]
Fig. 2. Schematic geological profile of sedimentary formations Permian system in the studied bitumen deposit. The vertical scale is 1:1 000; the horizontal scale is 1:20 000. I – western deposit; II – eastern deposit. The profile is built according to the data of [1]

Табл. 1. Средневзвешенные значения ФЕС, нефтенасыщенности и карбонатности по скважинам на изучаемом месторождении
Tab. 1. Weighted average values of FCP, oil saturation and carbonate content for wells in the studied field

Скважина №	Открытая пористость, %	Вертикальная проницаемость, мД	Нефтенасыщенность по массе, %	Карбонатность, %
1	31,1	41,2	6,1	5,3
2	13,4	73,2	3,1	13,1
3	33,1	39,8	9,2	7,0
4	26,4	222,7	7,0	7,4
5	30,6	43,4	6,9	3,9
6	35,3	217,3	9,7	3,7
7	32,8	207,9	7,7	3,5
8	31,7	46,6	8,2	7,7
9	23,8	49,9	9,7	12,3
10	17,4	46,9	1,6	11,8
11	14,9	153,4	3,8	14,5
12	21,5	207,7	4,0	9,4
13	29,8	74,1	6,3	6,9
14	19,4	116,3	4,2	12,0
15	35,6	153,8	8,2	3,8

в пределах которого выделяются 2 поднятия, отделенные друг от друга небольшим прогибом в центральной части месторождения (рис. 2).

Всего на месторождении в 2001–2002 гг. пробурено 15 скважин с полным отбором керна из отложений шешминского яруса. По керновому материалу проведено первичное описание и переописание в 2009 г. сотрудниками кафедры геологии нефти и газа К(П)ФУ (бывш. КГУ), а также отбор образцов из пласта-коллектора со средним шагом 0,3–0,4 м (суммарная выборка составила 1 072 образца). Все образцы предварительно прошли экстракцию с последующим определением нефтенасыщенности по массе и в дальнейшем пористости, проницаемости и карбонатности. Исследования проведены в рамках гранта Академии наук Республики Татарстан № 06-6/2009 (Г) «Изучение свойств и особенностей сверхвязких нефтей и их коллекторов современными физическими методами исследования» (табл. 1).

Для выделения группы параметров, имеющих линейную связь с коэффициентом корреляции (r^2) более 0,5 по модулю, авторами построена корреляционная таблица с целью выявить взаимосвязанные параметры (табл. 2).

Как видно из таблицы 2, можно выделить следующие группы параметров, имеющих прямую или обратную связь: пористость-нефтенасыщенность; пористость-карбонатность, проницаемость-карбонатность. Как отмечалось выше, в отложениях уфимского яруса возможен процесс формирования вторичного кальцита вследствие миграции высокоминерализованных вод из нижележащих карбонатных отложений; очевидно, с ростом карбонатности песчаного пласта ухудшается пористость и проницаемость коллектора, чем и объясняется обратная взаимосвязь этих параметров (табл. 2). Также следует отметить, что коэффициент нефтенасыщенности напрямую зависит от количества открытых взаимосвязанных между собой пор в породе-коллекторе, чем также объясняется прямая взаимосвязь пористость-нефтенасыщенность.

По данным таблицы 1 построены карты вариации измеренных параметров по площади месторождения (рис. 3).

Наиболее благоприятными участками для освоения запасов СВН являются периферийные части месторождения: центральный район западного и восточного поднятия. В этих частях месторождения наиболее высокая пористость, проницаемость и нефтенасыщенность; карбонатность минимальная, соответственно, для наиболее эффективного освоения запасов подходят именно эти участки.

Как отмечается в [5], на аналогичном месторождении СВН в Черемшанском районе РТ выделены участки поднятий для освоения запасов методом SAGD по следующим критериям: толщина пласта не менее 15 м, высокая вертикальная проницаемость, отсутствие глинистых пропластков.

По данным описания кернового материала и построенной карте эффективных нефтенасыщенных толщин (рис. 4) установлено, что максимальные толщины пласта коллектора наблюдаются в куполах западного и восточного поднятия (15–20 м) и, как видно из построенных карт на рисунке 2, самые высокие ФЕС и нефтенасыщенность наблюдаются в вершинах куполов.

Все условия для эффективного освоения запасов сверхвязкой нефти выполняются в пределах куполов западного и восточного поднятия.

Табл. 2. Корреляционная таблица измеренных параметров (группы параметров с (r^2) более 0,5 по модулю окрашены в серый цвет)
Tab. 2.Correlation table of measured parameters (groups of parameters with (r^2) greater than 0,5 modulo are colored gray)

	Коп, %	Кпрон, мД	Кн, %	Ккарб, %
Коп, %		-	-	-
Кпрон, мД	0,06		-	-
Кн, %	0,67	0,045		-
Ккарб, %	-0,85	-0,51	0,37	

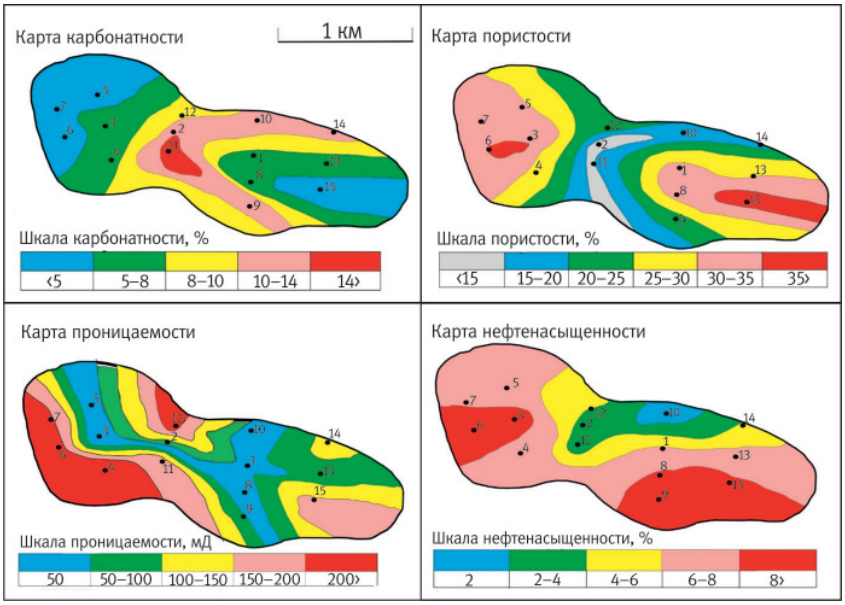


Рис. 3. Карты ФЕС, карбонатности и нефтенасыщенности, построенные по данным таблицы 1. Масштаб 1:50 000
Fig. 3. Maps of FCP, carbonate content and oil saturation, constructed according to table 1. Scale 1:50 000

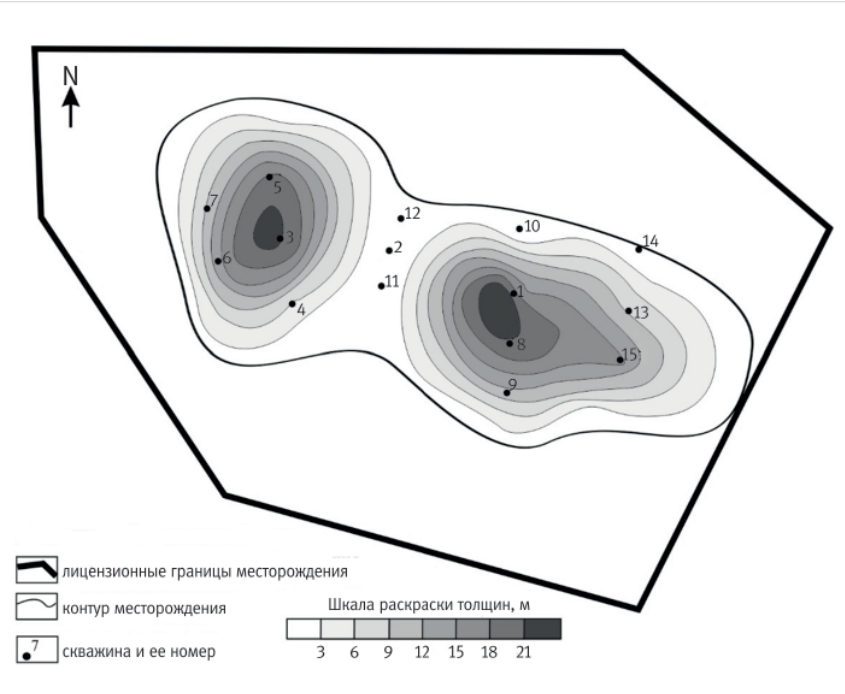


Рис. 4. Карта эффективных нефтенасыщенных толщин битумного месторождения. Масштаб 1:25 000
Fig. 4. Map of the effective oil-saturated thicknesses of the bitumen deposit. Scale 1:25 000

Итоги

В ходе работы установлено:

- шешминский пласт-коллектор характеризуется довольно высокой степенью геологической неоднородности на микроуровне, и вероятной причиной может быть вторичный минералогенез в зонах миграции пластовых вод из нижележащих карбонатов;
- в ходе анализа табличных данных исследования керна установлены параметры, имеющие прямую или обратную взаимосвязь: пористость-нефтенасыщенность; пористость-карбонатность, проницаемость-карбонатность;
- наиболее перспективные зоны для освоения запасов нефти методом парогравитационного дренажа — купольные части месторождения.

Выводы

В настоящее время вопрос приращения минерально-сырьевой базы (в частности углеводородов) является наиболее актуальным как для Татарстана, так и для других нефтедобывающих регионов Российской Федерации, где запасы легкоизвлекаемых углеводородов истощаются. Однако следует отметить, что вопрос разработки методов эффективной добычи сверхвязких нефтей имеет большую актуальность ввиду несовершенства существующих методов добычи СВН и как следствие высокой себестоимости сверхвязких нефтей. Как показали результаты данной работы — детальное исследование кернового материала позволяет выделить наиболее приоритетные перспективные зоны для освоения запасов нефти.

Литература

1. Беляев Е.В., Имамеев А.Н., Волков Ю.В. Природные битумы Больше-Каменского месторождения (Республика Татарстан) // Георесурсы. 2006. № 1. С. 24–27.
2. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Каменского месторождения и их свойства // Ученые записки Казанского государственного университета. Естественные науки. 2010. Т. 152. Кн. 1. С. 215–225.
3. Буров Б.В., Есаулова Н.К. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 399 с.
4. Сюрин А.А. Концептуальный подход к геологическому 3D-моделированию месторождений сверхвязкой нефти (СВН) шешминского горизонта Республики Татарстан // Булатовские чтения. 2017. Т. 1. С. 168–172.
5. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 2. С. 28–32.
6. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) (адаптировано). URL: http://blog.tran.su/shkola/goods/sagd/ Дата обращения: 24.08.2021 г.

ENGLISH

Results

In the course of this work, it was established:

- the Sheshminsky-age reservoir is characterized by a fairly high degree of geological heterogeneity at the micro level, and the probable cause may be secondary mineralogy in the zones of migration of reservoir waters from the underlying carbonates;
- during the analysis of the tabular data of the core study, parameters that have a direct or inverse relationship were established: porosity-oil saturation; porosity-carbonate content, permeability-carbonate content;
- the most selective zones for the production of oil reserves by the method of steam – gravity drainage are the dome parts of the field.

Conclusions

Currently, the issue of increasing the mineral resource base (in particular, hydrocarbons) is the most relevant both for Tatarstan and for other oil-producing regions in the Russian Federation, where the reserves ofs easily extracted hydrocarbons are being depleted. However, it should be noted that the issue of developing methods for the effective production of super-viscous oils (SVO) is of great relevance due to the imperfection of existing methods of producing SVO and, as a result high cost of super-viscous oils. As the results of this work have shown, a detailed study of the core material allows us to identify the most priority promising areas for the development of oil reserves.

References

1. Belyaev E.V., Mamaev A.N., Volkov Yu.V. Natural bitumen of the Bolsho-Kamenskoye deposit (Republic of Tatarstan). Georesursy, 2006, issue 1, P. 24–27. (In Russ).
2. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. Ultra-viscous oil reservoir in Ufa Complex of Bolshe-Kamensky deposit and its properties. Uchenye Zapiski Kazanskogo Universiteta. Seriya Estestvennye Nauki, 2010, Vol. 152, Book 1. P. 215–225. (In Russ).
3. Burov B.V., Esaulova N.K. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 399 p. (In Russ).
4. Syurin A.A. Geologic 3D modeling conceptual method of sheshma horizon of high-viscosity oil fields in the Republic of Tatarstan. Readings of A.I. Bulatov, 2017, Vol. 1, P. 168–172. (In Russ).
5. Khaziev R.R., Andreev E.E., Baranova A.G., Anisimova L.Z., Vafin R.F., Salakhova M.F. Valuation of the possible use of the SAGD at the superviscous oil fi d in the Republic of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, P. 28–32. (In Russ).
6. Steam Gravity Drainage (SAGD) method (adapted) URL: http://blog.tran.su/shkola/goods/sagd/ Accessed 24.08.2021. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

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

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Валеева Светлана Евгеньевна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ; старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа, ИГиНГТ, К(П)ФУ, Казань, Россия

Khaziev Radmir Rimovich, researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
Corresponding author: radmir361@mail.ru

Andreeva Evgeniya Evgenievna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Baranova Anna Gennadyevna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Anisimova Liliya Zakuvanovna, researcher, IPEM TAS, Kazan, Russia

Valeeva Svetlana Evgenievna, researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS; senior lecturer of the Department Geology Oil and Gas, IGPT K(P)FU, Kazan, Russia

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

Юридический адрес: г. 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
www.sensandsys.ru

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПРОДУКЦИИ:

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

УСЛУГИ

- РЕМОНТ — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание
- ПОВЕРКА — первичная и межинтервальная поверка приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ

Технические решения защищены патентами РФ. Выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России»

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-26-31 УДК 553.98, 550.84 I Научная статья

Методика комплексных кластеров как основа геохимической оценки нефтегазоносности неантиклинальных залежей Мирнинского свода

Макаренко (Зубкова) Е.В.[1], **Тюкавкина О.В.**[2], **Капитонова И.Л.**[1]
[1]ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
[2]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
zubkova_liza@mail.ru

Аннотация
В работе рассмотрены вопросы применения поверхностной геохимии для определения нефтегазоперспективности неантиклинальных залежей Мирнинского свода. Исследуемая территория располагается между двумя нефтегазоконденсатными месторождениями: Среднеботуобинским и Чаяндинским и относится к Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области — гигантской по ресурсам углеводородов, газонефтеносной с доминантными комплексами венда и нижнего кембрия. Предложенный авторами подход к интерпретации данных поверхностной геохимии позволяет дать оценку нефтегазоперспективности структур, выделенных геофизическими и космическими методами, а также произвести их ранжирование по степени перспективности. На поисково-оценочном этапе работ данный подход позволяет избежать геолого-геофизических рисков и снизить затраты недропользователя на поиски перспективных на углеводороды площадей.

Материалы и методы
Результаты отражены в виде рисунков, графических иллюстраций, выводов.

Ключевые слова
прямые геохимические методы поисков, неантиклинальная залежь, метод комплексных кластеров, Мирнинский свод

Для цитирования
Макаренко (Зубкова) Е.В., Тюкавкина О.В., Капитонова И.Л. Методика комплексных кластеров как основа геохимической оценки нефтегазоносности неантиклинальных залежей Мирнинского свода // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 26–31.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-26-31

Поступила в редакцию: 17.11.2021

UDC 553.98, 550.84 I Original Paper

The method of complex clusters is the basis for geochemical evaluation of oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch

Makarenko E.V.[1], **Tyukavkina O.V.**[2], **Kapitonova I.L.**[1]
[1]RUDN University, Moscow, Russia
[2]Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
zubkova_liza@mail.ru

Abstract
The paper considers the application of surface geochemistry to determine the oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch. The study area is located between two oil and gas condensate fields: Srednebotuobinsk and Chayandinsky and belongs to the Nepsko-Botuobinsk oil and gas-bearing region – gigantic in terms of hydrocarbon resources, gas-oil-bearing with dominant complexes of the Vendian and Lower Cambrian. The approach proposed by the authors to the interpretation of surface geochemistry data makes it possible to assess the oil and gas prospects of structures identified by geophysical and space methods, as well as to rank them according to the degree of prospects. At the exploration and evaluation stage of the work, this approach allows avoiding geological and geophysical risks and reducing the costs of the subsurface user to search for areas promising for hydrocarbons.

Materials and methods
The results are in the form of figures, graphic illustrations and conclusions.

Keywords
direct geochemical methods of prospecting, non-anticlinal deposit, method of complex clusters, Mirninsky arch

For citation
Makarenko E.V., Tyukavkina O.V., Kapitonova I.L. The method of complex clusters is the basis for geochemical evaluation of oil and gas prospects of non-anticlinal deposits of the Mirninsky arch. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 26–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-26-31

Received: 17.11.2021

Актуальность

Одним из актуальных направлений исследований для прироста ресурсов и запасов углеводородов (УВ) является изучение сложнопостроенных объектов — неантиклинальных, комбинированных ловушек. Разведанность традиционных структурных (антиклинальных) ловушек достаточно высокая, и их количество близится к исчерпанию как в регионах с высокой степенью изученности — Волго-Уральская нефтегазоносная провинция, так и в относительно новых — Восточно-Сибирская нефтегазоносная провинция [1]. Высокие перспективы поисков и добычи УВ связаны с Восточно-Сибирской нефтегазоносной провинцией, это подтверждается открытием в 2016 г. Бюкского нефтегазоконденсатного месторождения. Актуальным вопросом является выбор метода для первичной оценки площади на перспективность поисков УВ, в связи с чем наряду с комплексом геолого-геофизических работ для выявления неантиклинальных ловушек возможно применение геохимических

исследований, которые характеризуются относительно не высокой сложностью работ, а затраты на такие исследования делают методы поверхностной геохимии все более привлекательными для нефтяных компаний, в том числе на поисково-оценочном этапе работ.

Постановка проблемы

Одним из основных препятствий для освоения региона является практически полное отсутствие инфраструктуры, рассредоточенность месторождений, а также их удаленность от мест потребления и переработки нефти и газа. Так, удаленность Среднеботуобинского месторождения до действующих нефтепроводов составляет от 570 до 1 200 км, поэтому экономически выгодно открытие новых месторождений в непосредственной близости от уже имеющейся инфраструктуры. Сложное геологическое строение территории обуславливает комплексирование геофизических методов исследований и бурение поисковых скважин для подтверждения перспектив территории, что на практике повышает затраты и риски недропользователя [2]. Ввиду сложных природно-геологических условий региона и в обстоятельствах ограниченного объема проведенных сейсморазведочных работ возникает необходимость применения новых методов поисков и оценки перспективности выявленных объектов. По геологическому строению район исследования характеризуется наличием неантиклинальных и комбинированных залежей, осложненных тектоническими нарушениями.

Определенные трудности при поиске неантиклинальных залежей нефти и газа связаны со сложностью геологического строения большинства нефтегазоконденсатных месторождений Сибирской платформы. При относительно простой морфоструктуре залежей и распределения в них коллекторов и покрышек наличие отдельных блоков залежей, обусловленных тектоническими нарушениями, делает поисковый этап более сложным и требует привлечения прямых исследований, позволяющих дать оценку нефтегазоперспективности исследуемой площади [2]. Прямые геохимические исследования являются эффективным методом для поисков и оценки нефтегазоперспективности в том числе неантиклинальных залежей, установления зон с повышенной трещиноватостью и наличием разрывных нарушений, которые являются основными путями вертикальной миграции углеводородных соединений через толщу перекрывающих пород [3].

Материалы и методы

При выполнении исследований использовались данные геохимической съемки, результаты структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков и спектрального анализа космических снимков в видимом и инфракрасном диапазоне спектра со спутника Landsat-7, а также сейсморазведки 2D [4–6]. Территория исследований располагается на севере Непско-Ботуобинской антеклизы в южной части Мирнинского свода между Среднеботуобинским и Чаяндинским месторождениями (рис. 1).

Сложность строения и перспективность нефтегазоносности Чаяндинского и Среднеботуобинского месторождений в большей степени зависят от структурно-тектонических и литологических особенностей. Для Непско-Ботуобинской антеклизы характерно проявление разломно-блоковой тектоники, при этом основные месторождения УВ преимущественно сосредоточены в приподнятых частях структур — Непского свода и Мирнинского выступа (рис. 2).

Разрывные нарушения и надвиги контролируют отдельные блоки месторождений, тем самым создавая тектонически экранированные, неантиклинальные залежи [9]. Непско-Ботуобинская антеклиза располагается между очагами нефтегазообразования краевой зоны платформы (Предпатомский прогиб и Байкало-Патомская зона). По мнению ряда исследователей, основными признаками перспектив нефтегазоносности Непско-Ботуобинской НГО считаются [8]:

- приуроченность к краевой зоне платформы, активной в рифее и венде, расположенной на континентальном склоне области интенсивного нефтегазообразования;
- появление в конце раннего и среднего палеозоя, а затем и в мезозое новых очагов нефтегазообразования, менее мощных по генерационному потенциалу, способствующих деформированию скоплений углеводородов и поступлению новых порций нефти и газа;
- наличие нефтепроизводящих толщ со значительным нефтегазогенерационным потенциалом.

На территории Мирнинского выступа по результатам структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков (в условиях ограниченного объема проведенных сейсморазведочных работ) было спрогнозировано девять локальных структур.

Геохимической съемкой опробованы следующие структуры: 4, 7, 14. Использовалась сорбционная методика, позволяющая получать широкий спектр углеводородных соединений в ряду C1–C15 [10]. Использование сорбента увеличивает естественную концентрацию вышеупомянутых соединений в пробе минимум на два порядка, что дает возможность определять их содержание хроматографическими методами. Получаемый спектр углеводородных соединений увеличивает степень достоверности обнаружения залежей нефти, газа, газоконденсата на глубине. Эффективность геохимической методики была доказана на территории Кудиновско-Романовской тектонической зоны (КРТЗ) [11–14], где был дан прогноз и в дальнейшем открыты две неантиклинальные залежи — рифогенные постройки D_3sm (нефтяные Дубравное и Ульяновское месторождения).

Сорбционный метод применялся для определения нефтегазоперспективности структур, выявленных сейсморазведкой 2D, на территории Арчединско-Дорожкинской

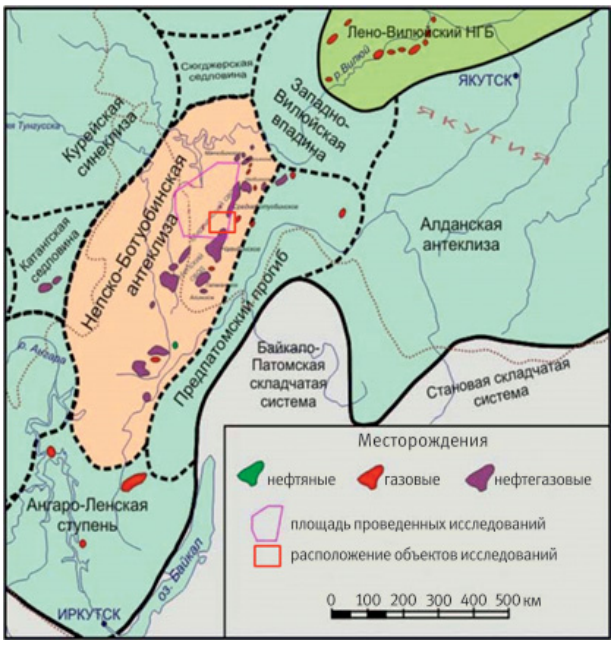


Рис. 1. Схема структурного положения объектов [8]
Fig. 1. Diagram of the structural position of objects [8]

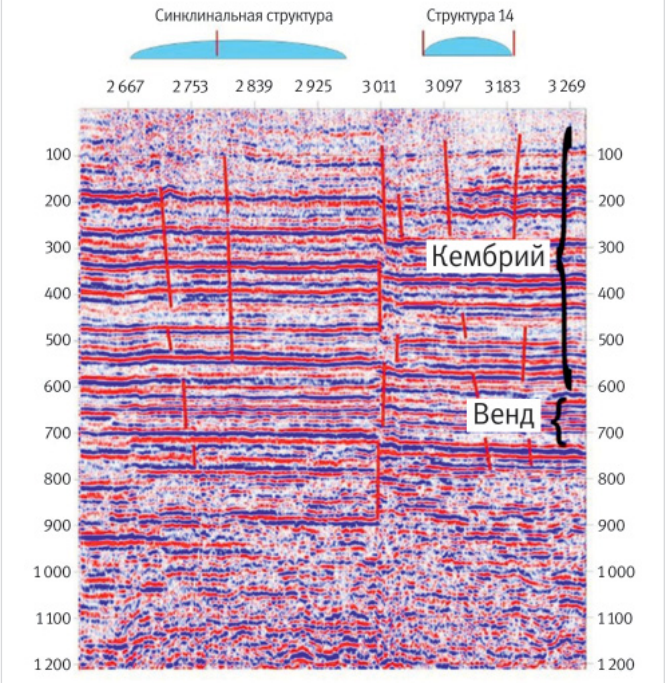


Рис. 2. Проявление блочно-разломной тектоники в пределах исследуемой площади [8]
Fig. 2.Manifestation of block-fault tectonics within the studied area [8]

депрессии, Терсинской террасы, Линевско-Уметовской депрессии, западной части Прикаспийской впадины, а также на шельфе Казахстанского сектора Каспийского моря [11–18].

Для оценки перспективности структур авторами предложен метод комплексных кластеров (МКК), который дал положительный результат при обнаружении сложнопостроенных неантиклинальных залежей в пределах КРТЗ.

МКК заключается в структурировании геохимической информации с целью дальнейшей оценки перспективности структуры, в том числе перед постановкой разведочного бурения [19]. На структурах Мирнинского свода было обнаружено 94 индивидуальных углеводородных соединения (УВС). Эти соединения представляют один большой аналитический кластер, состоящий из следующих групп: н-алкны, изопарафины, нафтены, ароматические соединения и олефины (рис. 3).

Каждая группа представлена отдельными углеводородными соединениями — маркерами. Маркер — это диагностированное на аналитическом этапе углеводородное соединение. Группа нормальных парафинов представлена метаном и его гомологами до пентадекана и включает в себя соответственно пятнадцать соединений. Изопарафины представлены 26 индивидуальными соединениями от С4 до С11, включая соединения с одной и двумя метильными группами, а также одной этильной группой. Нафтены обнаружены в количестве 19 индивидуальных соединений. Кольца в молекулах представлены 5–6 атомами углерода. Из ароматических УВ обнаружено 21 соединение. Почти все арены моноциклические. Непредельные углеводороды представлены олефинами от бутена до декена, обнаружено 13 соединений. Каждая группа включает в себя маркеры. Маркеры делятся на прямые и косвенные.

Кластер маркеров формирует пять показателей. Используя принадлежность углеводородных соединений по своим миграционным свойствам к показателю в кластере маркеров и распределение концентраций его аномальных полей по площади, формируется последовательный ряд геохимической информации — кластер показателей. Кластер показателей разделяется на индикаторы. Индикатор — совокупность маркеров, отнесенных к одному из показателей. Индикатор имеет количественную характеристику, при помощи которой и происходит оценка перспективности структуры. Каждый кластер индикаторов состоит минимум из пяти индикаторов. Кластер эталонов содержит в себе совокупность информации по «эталонным объектам» района. За «эталонные объекты» принимались уже открытые и эксплуатируемые месторождения (залежи), обусловленные наличием продуктивных скважин и/или пустых скважин на территории, охваченной методами поверхностной геохимии [6].

В итоге производится качественная и количественная оценка перспективности структуры (рис. 4).

За качественную оценку отвечает кластер показателей. Количественная оценка проводится по кластеру маркеров и кластеру индикаторов. Кластер эталонов оценивается как качественными, так и количественными показателями.

Результаты исследования

В статье приводятся результаты применения метода комплексных кластеров на 3 структурах Мирнинского свода: 4, 7, 14. В отличие от КРТЗ, в аналитическом кластере Мирнинского свода диагностировано 26 изопарафинов и 15 парафинов нормального ряда, что вносит различия в составы кластеров: аналитического, кластера маркеров, кластера показателей — и в итоге кластера индикаторов (табл. 1).

Кластер маркеров представлен всеми пятью показателями: показателем газовых месторождений и газовых шапок нефтяных месторождений, показателем нефтяных и газоконденсатных месторождений, показателем нефтяных месторождений, а также показателями фильтрационных процессов и загрязнения территории.

Кластер показателей, представленный пятью индикаторами, претерпел значительные изменения. В силу того, что маркеры, входящие в состав индикаторов, имеют разные уровни концентраций, были подсчитаны нормированные значения каждого маркера. Для этого использовалась следующая формула [6] пересчета каждого абсолютного значения:

$$Z = \frac{X - A}{B},$$

где Z — нормированное значение маркера в каждой точке опробования; А — среднее значение соединения (202 точки); В — стандартное отклонение по соединению (202 точки); Х — абсолютное значение маркера в каждой точке опробования.

В состав индикатора 1 вошли следующие маркеры: метан, этан, пропан, бутан, 2-метилпропан, 2-метилбутан. Данный индикатор относится к показателю газовых месторождений и газовых шапок нефтяных месторождений.

Кластер эталонов для данной территории сформирован из продуктивной нефтяной скважины 10, расположенной на южном фланге Среднеботуобинского месторождения и пустой скважины 591 (между структурами 6 и 9). При интерпретации аналитических результатов мы имеем дело с совокупностью данных, которая состоит из двух выборок: фоновой и аномальной. Изначально ни фоновая, ни аномальная выборки не определены — корректно рассчитать минимально-аномальное значение не представляется возможным. Поэтому на практике производится расчет

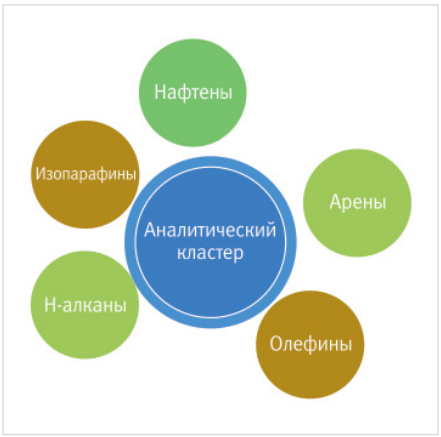


Рис. 3. Компоненты аналитического кластера
Fig. 3. Components of the analytical cluster

Рис. 4. Кластеры, входящие в качественную и количественную оценку перспективности структуры
Fig. 4. Clusters included in the qualitative and quantitative evaluation of the prospects of the structure

Табл. 1. Сравнительные параметры данных по аналитическому кластеру
Tab. 1. Comparative data parameters for the analytical cluster

Тектоническая зона	Количество УВ	Парафины нормального ряда	Изопарафины	Циклометилены	Ароматические	Олефины
Кудиновско-Романовская	119	10	36	21	25	18
Мирнинский свод	94	15	26	19	21	13

Табл. 2. Статистическая характеристика значений индикаторов над структурами 4, 7, 14 нг/л
Tab. 2. Statistical characteristics of indicator values over structures 4, 7, 14 ng/l

№ структур, средние значения по объектам	Индикаторы				
	1	2	3	4	5
Структура 4 (1)	5 403	506	106	36	245
Структура 7 (3а)	4 275	2 751	1 023	151	490
Структура 14 (5)	2 403	509	54	39	281
Среднее скв. № 10 (продуктивная)	2 389	1 243	1 232	180	253
Среднее скв. № 591 (пустая)	2 348	498	224	25	674
Среднеаномальное значение	4 104	1 067	323	79	294
Среднефоновое значение	2 246	495	254	63	522

средних значений и стандартных отклонений для всей выборки, которая включает и аномальные значения. Повышенными концентрациями УВ признаются значения, превышающие средние значения генеральной выборки. Далее с учетом средних значений определяются аномальные и фоновые участки, после чего по двум отдельным выборкам производится подсчет среднеаномальных и среднефоновых значений [20]. Величины, превышающие среднеаномальные значения, расцениваются как высококонтрастные значения или концентрации (табл. 2).

Полученные концентрации соединений указывают на преобладание слабоконтрастных геохимических полей на исследуемой территории.

Индикатор 1. Его распределение показано на рисунке 5.

Повышенные концентрации индикатора 1 выделяются над структурами 4 и 7, что является выше среднеаномального значения. Величина индикатора 1 над структурой 4 составляет 5 403 нг/л, над структурой 7 — 4 275 нг/л.

Концентрации *метана, этана и пропана* аномально высоки над всей структурой 4, за исключением начальной и конечной точек профиля — точки опробования: С009, В012. Над структурой 7 аномальные значения наблюдаются в точках опробования С064–С068 и С071–С073; А065–А071. Хотелось бы акцентировать внимание на практически фоновых концентрациях суммы этих маркеров над эталонным объектом с пробуренной скважиной № 10.

Распределение *бутана* отличается от распределения концентраций метана, этана и пропана. Значимая аномалия выделяется по профилю вдоль реки, точки А047–А053.

2-метилпропан (C_4H_{10}). Относится к изопарафинам и по высоким концентрациям в целом по площади имеет аналогичное распределение с суммой метана, этана и пропана.

2-метилбутан (C_5H_{12}). По данным хроматографического анализа в отдельных точках опробования выявлены значительные концентрации этого изопентана.

В состав индикатора 2 входят: пентан, 2,2-диметилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, гексан, бензол, циклогексан, 1,1-диметилциклопентан, 3-метилгексан, 2,3-диметилпентан, цис-1,3-диметилциклопентан, метилциклопентан. Такие маркеры, как пентан, 2,2-диметилбутан, 2-метилпентан, 3-метилпентан, гексан, бензол, циклогексан, 3-метилгексан, относятся к прямым маркерам. Остальные маркеры относятся к косвенным маркерам. По сравнению с маркерами, входящими в индикатор 1, перечисленные маркеры более высокомолекулярные, могут мигрировать в парообразной или водорастворенной форме. Они обладают меньшей диффузионной способностью и существенно зависят от собственной растворимости в воде. Этот индикатор относится в кластере маркеров к показателю нефтяных, газоконденсатных месторождений и аномалий, возникающих над ними на поверхности. Для Мирнинского свода характерна корреляция 2,2 — диметилбутана с более тяжелыми соединениями, в отличие от КРТЗ, где он тяготеет к другим летучим соединениям. Индикатор 2 на данных структурах практически соответствует по набору соединений индикатору 4 для КРТЗ (рис. 6).

Пентан (C_5H_{12}). Наиболее контрастно выделяется аномалия над структурой 7, которая почти полностью перекрывает южную часть этой структуры. Начиная с пентана, наблюдается перераспределение полей повышенных концентраций от западной части исследуемой территории к восточной.

Гексан (C_6H_{14}). Вызывает интерес, поскольку относится к прямым маркерам наличия нефтяных залежей. Его концентрации в нефти составляют первые проценты, в газоконденсатах составляют сотые, десятые доли процентов. Повышенные концентрации гексана над структурой 7 совпадают с аномалиями по пентану, но делят структуру на две изолированных, автономных части.

3-метилпентан (C_6H_{14}). Наблюдаются исключительно точечные малоинформативные аномалии.

2-метилпентан (C_6H_{14}). Отличительной чертой является отсутствие аномалий над структурой 7.

Циклопентан(C_5H_{10}). Несмотря на то, что циклопентан относится к достаточно легким и мобильным соединениям, его распределение, по опыту предыдущих исследований, обычно коррелирует с более тяжелыми соединениями от декана и выше. И в данном случае выделяются повышенные концентрации на отдельных участках вдоль реки, особенно в районе скважины № 591. В целом повышенные концентрации циклопентана не могут указывать на перспективность структур.

Циклогексан (C_6H_{12}). Наблюдается возрастание концентраций над скважиной № 10.

Бензол (C_6H_6). У юго-восточной границы структуры 7 наблюдается аномалия, но при этом практически фоновые значения имеет участок над самой структурой. Как и в случае с другими — прямыми — маркерами, начиная с пентана, отсутствуют повышенные концентрации на западном фланге

Табл. 3. Ранжирование выделенных структур
Tab. 3. Ranking of selected structures

Ранг		№ структуры
1	Возможно перспективная	структура 4
2	Перспективная	структура 7
3	Неперспективная	структура 14

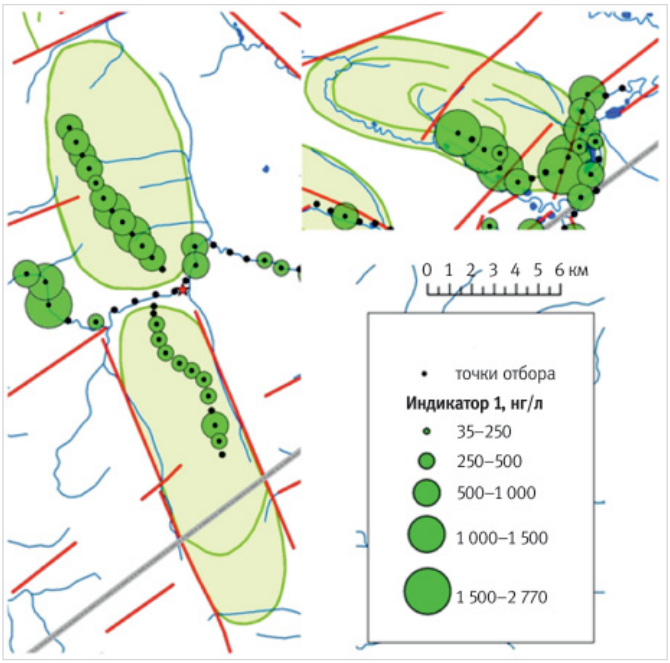


Рис. 5. Распределение показателя 1 над структурами 4, 14, 7, выделенное по результатам структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков
Fig. 5. Distribution of indicator 1 on structures 4, 14, 7, identified by the results of structural decoding of radar satellite images

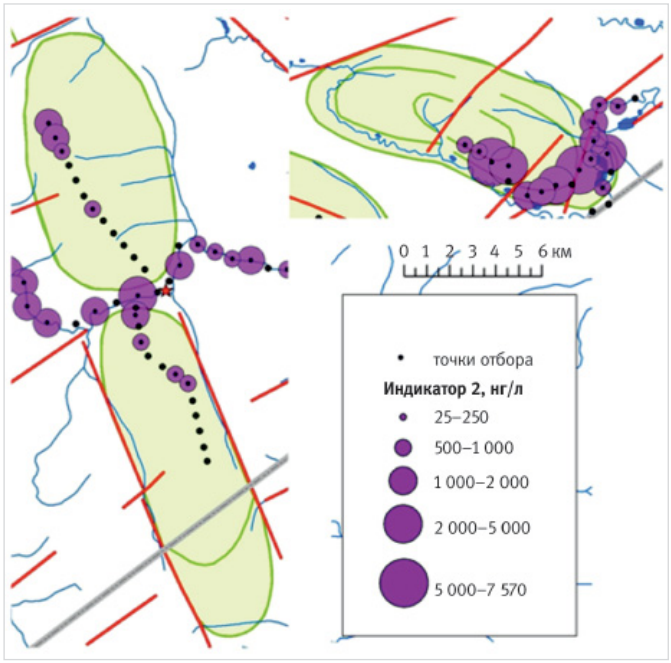


Рис. 6. Распределение показателя 2 над структурами 4, 14, 7, выделенное по результатам структурного дешифрирования радиолокационных космических снимков
Fig. 6. Distribution of indicator 2 on structures 4, 14, 7, identified by the results of structural decoding of radar satellite images

исследуемой территории. Над эталонной скважиной № 10 устойчиво сохраняются аномальные концентрации.

Таким образом, в кластере индикаторов выделено 5 индикаторов. В статье приводится подробное описание только двух индикаторов.

Произведено ранжирование структур по степени их перспективности. Выделено три ранга, определяющих перспективность территории исследуемых структур МКК: перспективные, возможно перспективные и неперспективные (табл. 3).

Ранг 1 соответствует структуре, возможно перспективной по показателю газовых месторождений. Ранг 2 соответствует структуре, перспективной по показателю газовых шапок нефтяных месторождений и по показателю нефтяных, газоконденсатных месторождений. Ранг 3 соответствует структуре, неперспективной ни по одному показателю.

Заключение

В результате применения метода комплексных кластеров произведена геохимическая оценка неантиклинальных структур Мирнинского свода. Подтверждено наличие высокой фильтрационной составляющей как особенности геологического строения данной территории, о чем свидетельствует выделенный показатель фильтрационных процессов, представленный индикатором 4. Количественно индикатор 4 над структурой 7 практически в 2 раза превышает аномальные значения этого индикатора по всей площади исследований. При качественной оценке структур посредством кластера показателей выявлено, что структура 7 может быть перспективна на наличие нефтяных, нефтегазоконденсатных залежей либо нефтяной залежи с газовой шапкой. Количественно данная структура выделяется повышенными значениями всех индикаторов в кластере индикаторов. Структура 4, преимущественно проявляющаяся в аномальных значениях легких маркеров, возможно, перспективна на обнаружение газовых залежей по показателю газовых месторождений, количественно выделяется по индикатору 1 — 5 403 нг/л. Структура 14 признана неперспективной согласно качественным и количественным показателям. В кластере индикаторов она незначительно (приблизительно на 7 и 3 %) превышает среднефоновое значение по индикатору 1 и 2. Индикатор 3 над структурой в 4,5 раза ниже среднефонового значения, а индикатор 4 в 1,5 раза меньше. Таким образом, структура 14 не выделяется по кластеру показателей газовых месторождений и газовых шапок нефтяных месторождений, а также нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Приведенные данные показывают, что геохимическая съемка может использоваться для оценки площадей не только на региональном этапе, но и на поисково-оценочном в качестве метода оценки структур, сокращая объем геолого-геофизических исследований, в том числе и по площадям, неохваченным геолого-геофизическими исследованиями, и недостаточно изученным регионам.

Предложенная авторами методика интерпретации успешно применяется для выявления неантиклинальных ловушек [16, 21] на территориях с различным геологическим строением (Кудиновско-Романовская тектоническая зона, Мирнинский свод) и может служить инструментом выбора и оценки объекта перед постановкой разведочного бурения, дополняя геофизическую информацию признаками наличия углеводородов на глубине.

Итоги

Для интерпретации данных поверхностной геохимии (сорбционный метод) применен метод комплексных кластеров на структурах Мирнинского свода. Выявлены прямые и косвенные маркеры. Определены показатели и сформированы индикаторы. Выполнена оценка нефтегазоперспективности структур.

Выводы

Произведен прогноз нефтегазоперспективности структур Мирнинского свода на основании данных поверхностной геохимии (сорбционный метод). Оценка выполнена при помощи метода комплексных кластеров. В результате определена перспективность двух из трех структур.

Литература

1. Шустер В.Л. Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. № 3. С. 26–31.
2. Юрова М.П., Томилова Н.Н. Разломно-блоковые модели залежей углеводородов мирнинского свода Непско-Ботуобинской антеклизы // Вести газовой науки. 2012. С. 139–147.
3. Ворошилов В.Г. Геохимические методы поисков полезных ископаемых. Томск: ТПУ, 2011. 104 с.
4. Трофимов Д.М., Баранов Ю.Б., Глухов А.Г., Евдокименков В.Н., Зубкова (Макаренко) Е.В., Серебряков В.Б. Возможности комплексного применения многоспектральных съемок из космоса и наземных геохимических работ при решении нефтегазопоисковых задач // Сборник трудов. Королев: 2010. С. 33–44.
5. Трофимов Д.М. Современные микроамплитудные тектонические движения, дистанционные методы их изучения и значение для нефтегазовой геологии. М.: Инфра-Инженерия, 2016. 80 с.
6. Миротворский М.Ю., Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В. Проведение геохимических работ на Южно-Джункунском и Бюкском лицензионных участках ОАО «Газпром». М.: Атмогеохимия, 2009. 60 с.
7. Конторович А.Э., Хоменко А.В. Теоретические основы прогноза нефтегазоносности осадочных бассейнов с интенсивным проявлением траппового магматизма // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1764–1773.
8. Корчагина Ю.И., Фадеева Н.П. Реализация нефтематеринского потенциала в древних осадочных отложениях (на примере Предпатомского бассейна) // Методы оценки нефте- и газоматеринского потенциала седиментитов. М.: Наука, 1982. С. 114–122.
9. Пономаренко А.С. Геология залежей карбонатных коллекторов Непско-Ботуобинской антеклизы // Вестник Евразийской науки The Eurasian Scientific Journal. 2020. Т. 12. № 6. 9 с.
10. Глухов А.Г. Способ поиска нефтяных залежей. Патент № 2272307. 2006. 4 с.
11. Миротворский М.Ю., Глухов А.Г., Бондарев В.Л., Зверева В.Б., Гудзенко В.Т. и др. Отчет по договору № 04V0459 на проведение геохимических исследований в пределах Кудиновско-Романовской приподнятой зоны. М.: Геохимия, 2004. 104 с.
12. Миротворский М.Ю., Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В. Информационный отчет о проведении геохимических работ на Левобережном лицензионном участке. М.: Атмогеохимия, 2010.
13. Глухов А.Г., Миротворский М.Ю., Гудзенко В.Т., Зубкова (Макаренко) Е.В. и др. Проведение поисковых геохимических работ на территории Журавского (100 км) и Брезовского (100 км) лицензионных участков ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». М.: Атмогеохимия, 2007. 112 с.
14. Зубкова (Макаренко) Е.В., Глухов А.Г. и др. Отчет. Проведение поисковых геохимических работ на территории Левобережного (300 км) и Потемкинского (100 км) лицензионных участков. М.: Атмогеохимия, 2011.
15. Макаренко Е.В., Жорж Н.В. Трудности проведения морских поисковых геохимических исследований в северо-западной части шельфа Каспийского моря // Новые идеи в науках о Земле. 2021. С. 52–54.
16. Бакин А.С., Макаренко Е.В. Перспективность Ольгинской структуры. Оценка нефтегазоперспективности объекта при помощи сорбционного атмогеохимического метода // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2019. № 12. С. 120–124.
17. Зубкова (Макаренко) Е.В. Детализация геологического строения и геохимический облик надсолевых отложений Волгоградско-Карачаганакской нефтегазоносной области (на примере волгоградского левобережья) // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2016. № 1. С. 71–77.
18. Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В. Поисковые геохимические работы в акватории каспийского моря // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2010. № 1. С. 100–106.
19. Закиров С.Н., Аникеев Д.П. Технологии исследования скважин и алгоритмы интерпретации результатов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 2. С. 16–21.
20. Глухов А.Г., Зубкова (Макаренко) Е.В., Савкин В.В. Результаты геохимической экспертизы в точке заложения поисково-разведочной скважины // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2011. № 1. С. 107–114.
21. Макаренко Е.В. Роль природных факторов при определении нефтегазоперспективности структур мирнинского выступа // Актуальные научные исследования в современном мире. № 11–15. 2021. С. 73–76.

Results
To interpret the data of surface geochemistry (sorption method), the method of complex clusters on the structures of the Mirninsky arch was applied. Direct and indirect markers have been identified. Indicators are defined and indicators are formed. An assessment of the oil and gas potential of the structures was carried out.

Conclusions
The forecast of the oil and gas prospects of the structures of the Mirninsky arch was made, based on the data of surface geochemistry (sorption method). The assessment was carried out using the method of complex clusters. As a result, the prospects of two of the three structures were determined.

References

1. Shuster V.L. Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps. Actual Problems of Oil and Gas, 2020, issue 3, P. 26–31. (In Russ).
2. Yurova M.P., Tomilova N.N. Fault-block models of hydrocarbon deposits of the Mirny arch of the Nepsk-Botuobinsky anteclise // Vesti Gazovoy Nauki, 2012, issue 1, P. 139–147. (In Russ).
3. Voroshilov V.G. Geochemical methods for prospecting minerals. Tomsk: TPU, 2011, 104 p. (In Russ).
4. Trofimov D.M., Baranov Yu.B., Gluhov A.G., Evdokimenkov V.N., Zubkova (Makarenko) E.V., Serebryakov V.B. Possibilities of complex application of multispectral surveys from space and ground geochemical works in solving oil and gas prospecting problems. Korolev, 2010, P. 33–44. (In Russ).
5. Trofimov D.M. Modern low-amplitudinal tectonically induced moves, their remote studying methods and their value for petroleum-gas geology. Moscow: Infra-Inzheneriya, 2016, 80 p. (In Russ).
6. Mirotvorsky M.Yu., Glukhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V. Carrying out geochemical work at the Yuzhno-Dzhunkunsky and Byuksky license areas of "Gazprom" JSC. Moscow: Atmogeokhimiya, 2009, 60 p. (In Russ).
7. Kontorovich A.E., Homenko A.V. Theoretical foundations for predicting the oil and gas content of sedimentary basins with intense manifestation of trap magmatism. Geologiya i geofizika, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1764–1773. (In Russ).
8. Korchagina Yu.I., Fadeeva N.P. Realization of oil source potential in ancient sedimentary deposits (on the example of the Pre-Patom basin). Methods for assessing the oil and gas source potential of sedimentites. M.: Nauka, 1982, P. 114–122. (In Russ).
9. Ponomarenko A.S. Deposits geology of carbonate reservoirs of the Nepa-Botuobin anteclise. The Eurasian Scientific Journal, 2020, Vol. 12, issue 6, 9 p. (In Russ).
10. Glukhov A.G. Mode of searching for oil deposits. Patent № 2272307. 2006, 4 c. (In Russ).
11. Mirotvorsky M.Yu., Gluhov A.G., Bondarev V.L., Zvereva V.B., Gudzenko V.T. et al. Report on contract № 04V0459 for geochemical surveys within the Kudinovsko-Romanovskaya uplifted zone. Moscow: Geohimiya, 2004, 104 p. (In Russ).
12. Mirotvorsky M.Yu., Glukhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V. Information report on geochemical work in the Levoberezhny license area. Moscow: Atmogeokhimiya, 2010. (In Russ).
13. Gluhov A.G., Mirotvorsky M. Yu., Gudzenko V.T., Zubkova (Makarenko) E.V. et al. Carrying out prospecting geochemical works on the territory of the Zhuravsky (100 km) and Berezovsky (100 km) license areas of "LUKOIL-Nizhnevolzhskneft" LLC. Moscow: Atmogeokhimiya, 2007, 112 p. (In Russ).
14. Zubkova (Makarenko) E.V., Gluhov A.G. et al. Report of them's: Geochemical works on areas Levoberegny (300 km) and Potemkinsky (100 km) license areas. Moscow: Atmogeokhimiya, 2011. (In Russ).
15. Makarenko E.V., Zhorzh N.V. Difficulties of marine prospecting geochemical studies in the northwestern part of the Caspian Sea shelf. New ideas in Earth sciences, Vol. 5, P. 51–54. (In Russ).
16. Bakin A.S., Makarenko E.V. Prospectiveness of the Olginskaya structure evaluation of the oil and gas prospectiveness of the object using the sorption atmogeochemistry method. Neftegaz.RU, 2019, issue 12, P. 120–124. (In Russ).
17. Zubkova (Makarenko) E.V. Specification of the geological structure and geochemical shape of above-salt complex of volgograd and karachaganaksky oil-and-gas area (on the example of the Volgograd left river bank) // RUND journal of engineering researches, 2016, issue 1, P. 71–77. (In Russ).
18. Gluhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V. Geochemical investigations in the water area of Caspian Sea. RUND journal of engineering researches, 2010, issue 1, P. 100–106. (In Russ).
19. Zakirov S.N., Anikeev D.P. Well testing technologies and algorithms for its results interpretation. Actual problems of oil and gas, 2018, issue 2, P. 16–21. (In Russ).
20. Gluhov A.G., Zubkova (Makarenko) E.V., Savkin V.V. Results of geochemical research in point of location the explorative oil well. Rudn journal of engineering researches, 2011, issue 1, P. 107–114. (In Russ).
21. Makarenko E.V. The role of natural factors in determining the oil and gas prospects of the structures of the mirninsky ledge. Current scientific research in the modern world, 2021, issue 11–15, P. 73–76. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Макаренко Елизавета Валерьевна, ст. преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия
Для контактов: zubkova_liza@mail.ru

Тюкавкина Ольга Валерьевна, д.г.-м.н., старший научный сотрудник Института проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

Капитонова Ирина Леонидовна, ст. преподаватель департамента недропользования и нефтегазового дела, ФГАОУ ВО «Российский университет дружбы народов», Москва, Россия

Makarenko Elizaveta Valerevna, senior lecturer of the department of subsoil use and oil and gas engineering, RUDN University, Moscow, Russia
Corresponding author: zubkova_liza@mail.ru

Tyukavkina Olga Valerevna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, senior researcher, Oil and Gas Research Institute RAS, Moscow, Russia

Kapitonova Irina Leonidovna, senior lecturer of the department of subsoil use and oil and gas engineering, RUDN University, Moscow, Russia

Актуальность разработки технологии УППДС

Малыхин И. А. – генеральный директор ООО «СК «Навигатор»
Пелипенко О. В. – технолог ООО «СК «Навигатор»
Совка С. М. – технолог ООО «СК «Навигатор»

Технология УППДС (установка предварительной подготовки дисперсных систем) является российской разработкой. Выданный патент в 2019 году был внесен Роспатентом в список перспективных изобретений за 2018 год, кроме того, технология в 2018 году была внесена в «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан». На технологию получен ряд российских и евразийских патентов, эффективность применения технологии подтверждена как научно-технически, так и практически опытно-промышленным применением. Оборудование сертифицировано и производится заводом-изготовителем ООО «НПФ «Модуль» (г. Лениногорск, Республика Татарстан). Достигнуты соглашения по реализации технологии за рубежом.

Технология обеспечивает значительное увеличение скорости и качество подготовки на ДНС, УПСВ, УКПН, как следствие — отсутствие технологической необходимости применения деэмульгаторов с ее минимизацией. В условиях импортозамещения применение данной технологии особенно актуально, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. Данная технология прошла опытно-промышленные испытания на объектах Заказчика (статья «Инженерная практика» № 3 2018 г. Результаты испытаний установки предварительной подготовки дисперсных систем на УПСВ «Константиновская» ТПП «Ритэк-Самара-Нафта» и на других объектах).

Способ реализует обобщающий принцип разделения эмульсий на составляющие их фазы. Так как для создания нефтяной эмульсии, смеси несмешивающихся жидкостей, необходимо затратить энергию, то для разделения эмульсии необходимо не затратить энергию, а каким-то образом ее скомпенсировать («вывести»). Причем речь здесь идет о кулоновском заряде на границе раздела фаз и общей электростатической составляющей (Е эл. из формулы энергии сольватации), всей совокупности неоднородности которой является эмульсия (для пояснения приведем хорошо известные термины: двойной электрический слой, эмульгированная/сольватированая вода в нефти или нефти в воде, газа в нефти). Применение же различных деэмульгаторов (внесение в водонефтяную эмульсию) — это принцип увеличения энергетической составляющей эмульсии химической композицией (ПАВ-ов) — всегда приводит к образованию «промслоев» и эмульгированной нефти в сточной воде. Действие ПАВ-ов характеризуется «снижением межфазного поверхностного натяжения» с целью стабилизации эмульсии, что является основным и научно-обоснованным принципом эмульгаторов (этот же принцип «снижение межфазного поверхностного натяжения» заявлен у деэмульгаторов). Причиной повышенного содержания эмульгированной нефти в сточной воде является применение деэмульгаторов, это указано в РД 39-0147103-302-88 «Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов» 1988 г. Поэтому официально за рубежом признано, что технологий, обеспечивающих требуемое качество подготовки «подтоварной воды», нет.

Результатом разработки УППДС явилась высокая адаптированность к уже существующим технологическим схемам по подготовке нефти и воды в нефтедобывающей отрасли с реализацией ее комплексного подхода. Практически получена на УПСВ возможность разделения нефтяной эмульсии на нефть и воду с «0,00-м %» содержанием воды в нефти и воды с «0,00-м %» содержанием нефтепродукта на уже существующем емкостном нефтеводоподготавливающем оборудовании. Технология проста при осуществлении монтажа на объектах подготовки, не требует строительно-монтажных работ и капитальных затрат, причем технико-экономический эффект от реализации технологии достигается практически сразу же после ее запуска. Позволяет существенно снизить себестоимость подготовки нефти, разгрузить объект водонефтегазоподготовки (как прямое следствие — увеличение скорости и глубины разделения), увеличить объемы добычи на уже задействованном в этом процессе оборудовании. Достигнутая разгрузка объекта водонефтеподготовки позволит снизить «подпор» поступающей с месторождения жидкости на нефтеводоподготавливающий объект (Приказ № 356 от 14.06.2016 Минприроды п. 13.7 «...не допускается, если рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин...»).

Технология УППДС предоставляет возможность получить:

- увеличение пропускной способности объекта нефтеводоподготовки с сокращением производственных издержек на каждой технологической ступени водогазонефтеподготовки, выражающееся в уменьшении необходимого времени отстоя (изменение скорости) и качества отстоя (качества разделения) составляющих эмульсию фаз (для нефти — дегазация, отделение воды и мехпримесей; для воды — дегазация, отделение нефтепродукта и мехпримесей) на ступени предварительного сброса воды и дальнейших ступенях подготовки нефти и подтоварной воды (во всей гидрогазодинамически связанной системе). Увеличение производительности любого производственного объекта при снижении эксплуатационных затрат и повышении качества производственного процесса всегда приводит к снижению себестоимости;
- минимизацию реагентной нагрузки, устранение последствий ее применения, частичное или полное «обнуление» (деэмульгатора) ее подачи (в том числе с учетом известных газосвязывающих свойств деэмульгатора), что обеспечит снижение сольватированной формы сероводорода в нефти, так как растворимость его в предельных углеводородах ограничено 20 ppm — снижение применения нейтрализатора сероводорода. Особенно актуально в условиях импортозамещения, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. В 70-е годы прошлого века вся нефтяная отрасль Советского Союза работала на импортных химических реагентах. В то время деэмульгаторы входили в сотню стратегических продуктов, без которых функционирование экономики СССР было невозможно в принципе;
- отсутствие необходимости применения пресной воды с целью обессоливания, безвозвратной потери ее значительных объемов (исчисляемых десятками млн кубометров в год). Процесс обессоливания нефти обусловлен только солесодержанием в водной фазе. Соли в нефти не растворимы, соответственно, **нефть, глубоко обезвоженная до 0,00 %, — обессоленная. Речь идет о предоставлении возможности увеличения качества нефти, поступающей на НПЗ, и о снижении затрат, себестоимости переработки нефти.**

сервисная компания НАВИГАТОР

**Тюменская область,
ХМАО-Югра, Сургутский район,
п. Федоровский,
Промышленный проезд (№ 4),
д. 15/1, а/я 97
Тел/факс: +7 (3462) 416-434,
+7 (3462) 416-913, +7 (3462) 416-430
sknavigator1@rambler.ru**

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37 УДК 550.832 I Научная статья

Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов

Айгильдин А.Л.[1], **Аминева Г.Р.**[1], **Зубик А.О.**[1], **Кучурина О.Е.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «Башнефть-Полюс», Уфа, Россия
aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Качество исследований пластоиспытателями на кабеле напрямую зависит от герметичной изоляции изучаемого интервала от остального объема скважины. При изучении трещиноватых коллекторов существует риск получить некондиционные замеры прижимным зондом, что связано как с неоднородной структурой пустотного пространства, так и с разрушением стенок ствола скважины при вскрытии бурением. В рамках работы проанализированы результаты исследований пластовыми испытателями на кабеле в сложнопостроенном карбонатном разрезе 15 поисково-разведочных скважин.

Материалы и методы
Применение компоновки ОПК/ГДК с двойным пакером с более надежной изоляцией интервала и увеличением интервала исследования для изучения сложнопостроенных карбонатных коллекторов будет эффективнее.

Ключевые слова
опробователь пластов на кабеле, гидродинамические исследования на кабеле, сложнопостроенный карбонатный коллектор, трещиноватость, кавернозность

Для цитирования
Айгильдин А.Л., Аминева Г.Р., Зубик А.О., Кучурина О.Е. Анализ результатов исследований пластовыми испытателями на кабеле в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 33–37. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37

Поступила в редакцию: 30.05.2022

UDC 550.832 I Original Paper

Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs

Aygildin A.L.[1], **Amineva G.R.**[1], **Zubik A.O.**[1], **Kuchurina O.E.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia; [2]"Bashneft-Polus" LLC, Ufa, Russia
aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The quality of the studies by the reservoir tester directly depends on the hermetic isolation of the studied interval from the rest of the well volume. During researching fractured reservoirs, there is a risk of obtaining substandard measurements with a single-probe module, which is associated both with the heterogeneous structure of the void space and with the destruction of the walls of the borehole during drilling.

Materials and methods
Using of the WFT/HL with a double packer with more reliable interval isolation and an increase interval of researching will be more effective.

Keywords
wireline formation tester, wireline hydrodynamic research, hydrodynamic logging, complex carbonate reservoir, fracturing, cavern porosity, vugginess

For citation
Aygildin A.L., Amineva G.R., Zubik A.O., Kuchurina O.E. Analysis of the results of studies by reservoir testers on a cable in the conditions of complex carbonate reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 33–37. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-33-37

Received: 30.05.2022

Введение

В дочерних обществах ПАО «НК «Роснефть» при геолого-разведочных работах в скважинах помимо стандартных геофизических исследований скважин (ГИС) в комплекс активно включаются высокотехнологичные специальные методы, среди которых следует отметить опробования пластовыми испытателями на кабеле (ОПК) и гидродинамические исследования на кабеле (ГДК). На текущий момент на рынке геофизических услуг эти исследования являются одними из наиболее дорогостоящих методов каротажа, что ограничивает их массовое использование. Высокая стоимость данных исследований определяется не только сложностью оборудования, но и достаточно низкой конкуренцией среди сервисных геофизических компаний. Из представленной на рынке аппаратуры ОПК/ГДК для открытого ствола наиболее заметны модульные пластоиспытатели RCI (Reservoir Characterization Instrument) и MDT (Modular Formation Dynamics Tester). Данные приборы позволяют проводить гидродинамические исследования и отбор проб как с использованием двойного пакера, так и прижимным зондом. К основным ограничениям метода относятся диаметр скважины, который не должен превышать возможностей надувных элементов (пакеров), и неровности стенок скважины, которые не позволяют герметично установить прижимной зонд [1, 5].

Применение результатов ОПК/ГДК в карбонатных коллекторах

Как отмечают разработчики аппаратуры [1], приборы ОПК/ГДК позволяют в режиме реального времени при исследованиях в открытом стволе получить данные о пластовом давлении, распределении его по разрезу, определить характер насыщения и оценить

фильтрационные свойства пласта. Современные компоновки испытателей пластов на кабеле оснащены группой комплексных анализаторов, позволяющих в режиме реального времени контролировать основные свойства и состав флюида (газовый фактор, углеводородный состав, давление, температура, УЭС, плотность и др.), откачиваемого из пласта [1].

При бурении поисково-разведочных скважин в условиях слабой геологической изученности недропользователь по результатам ОПК/ГДК в первую очередь ожидает получить информацию о фильтрационных свойствах вскрытого разреза и о характере насыщенности коллекторов для оперативного выбора объектов под испытания в эксплуатационной колонне [3, 5]. Если задача выделения коллекторов так или иначе решается по комплексу ГИС в открытом стволе, то однозначно оценить характер насыщения в условиях сложнопостроенных карбонатных коллекторов не всегда удается. В трещинно-каверново-поровом коллекторе на величину сопротивления по данным электрометрии помимо насыщающего флюида оказывает влияние также структура пустотного пространства и характер связанности поровых каналов между собой [4]. Кроме того, наличие в коллекторе высокопроводящих каналов может приводить к образованию глубоких зон проникновения — в таких случаях даже при низких сопротивлениях, интерпретируемых по ГИС как вода, возможны притоки нефти. Для примера, на рисунке 1 в скв. № 3 при сопротивлениях до 4–7 Ом×м наблюдаются притоки нефти, в то время как в скв. № 1 при УЭС более 9 Ом×м — притоки воды без признаков углеводородов (УВ). При отсутствии результатов испытаний корректная интерпретация таких интервалов только по данным ГИС не возможна. В сложнопостроенных карбонатах может отмечаться и обратный эффект — когда поровые каналы изолированы друг от друга либо плохо связаны между собой, тогда водонасыщенная порода из-за высоких сопротивлений может быть проинтерпретирована как «нефть».

Объект исследования

Объектом для анализа и изучения в работе стали карбонатные отложения по 15 поисково-разведочным скважинам, четыре из которых приурочены к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) — отложения средне-нижнекарбонового и верхнедевонского возраста, и 11 скважин к Тимано-Печорской НГП — отложения верхне-нижнедевонского и верхнесилурийского возраста. Рассматриваемые отложения Волго-Уральского региона представлены преимущественно известняками, вторичная пустотность коллекторов приурочена в большей степени к каверновой и мелкотрещиноватой составляющей. Для трещинно-кавернозно-поровых доломитов и известняков Тимано-Печорской НГП, осложненных влиянием активных тектонических процессов, сопровождавшихся вторичными преобразованиями карбонатов, пустотность связана с более крупными кавернами и трещинами [2, 4]. Эффективные толщины по продуктивным объектам варьируют в широком диапазоне от 2 до 30 м.

Программа исследования в большинстве случаев предполагала заявку на 50 «точек» испытаний прижимным зондом и 12 интервалов двойным пакером с отбором 12 глубинных проб пластового флюида. На каждый целевой объект закладывались по два исследования двойным пакером. Фактический объем исследований в большинстве случаев отличался от заявленного как в большую, так и в меньшую сторону. Расхождения в объеме исследований связаны с количеством выделенных перспективных интервалов по результатам интерпретации данных ГИС в условиях вскрытия разреза конкретной скважины.

Так как длительность программы испытаний ОПК/ГДК глубоких поисково-разведочных скважин (более 4 км) может достигать 7–10 дней, то необходимо добиваться минимизации рисков испытания неудачных интервалов, что может решаться привлечением результатов специальных методов ГИС, таких как ядерно-магнитный каротаж (для выделения интервалов с присутствием свободного флюида и оценки его фильтрационных свойств) и электрические имиджеры (для понимания развития зон трещиноватости и кавернозности).

Исследования пластоиспытателями на кабеле в условиях рассматриваемых отложений, как правило, проводились в два этапа:

- на первом этапе в перспективных интервалах прижимным зондом оценивались подвижность флюида и пластовое давление;
- на втором этапе компоновкой с двойным пакером исследовались наиболее значимые для оценки характера насыщенности и отбора глубинных проб интервалы, выбранные по результатам исследований прижимным зондом. Решение об отборе пробы принималось при достижении стабильной степени очистки пластового флюида от фильтрата бурового раствора по показаниям датчиков состава притока.

Выбранные по комплексу геолого-геологической информации интервалы под исследования ОПК/ГДК ранжировались по степени геологического интереса и ожидаемой успешности. Так, например, для уточнения характера насыщенности продуктивного объекта с неоднозначной характеристикой по ГИС к исследованию планировались два интервала по глубине. И если нижний интервал оказывался продуктивным, то верхний исключался из программы исследований, а освободившийся пробоотборник переходил к менее приоритетному.

Сложности применения ОПК/ГДК

Основной проблемой при выборе интервалов для испытаний карбонатных коллекторов стало низкое качество состояния стенок ствола скважины. Когда коллектор характеризуется развитой вторичной пустотностью с наличием крупных трещин и каверн, при вскрытии бурением породы ведут себя неустойчиво и характеризуются увеличением диаметра ствола скважины. В отложениях, сопровождающихся тектоническими

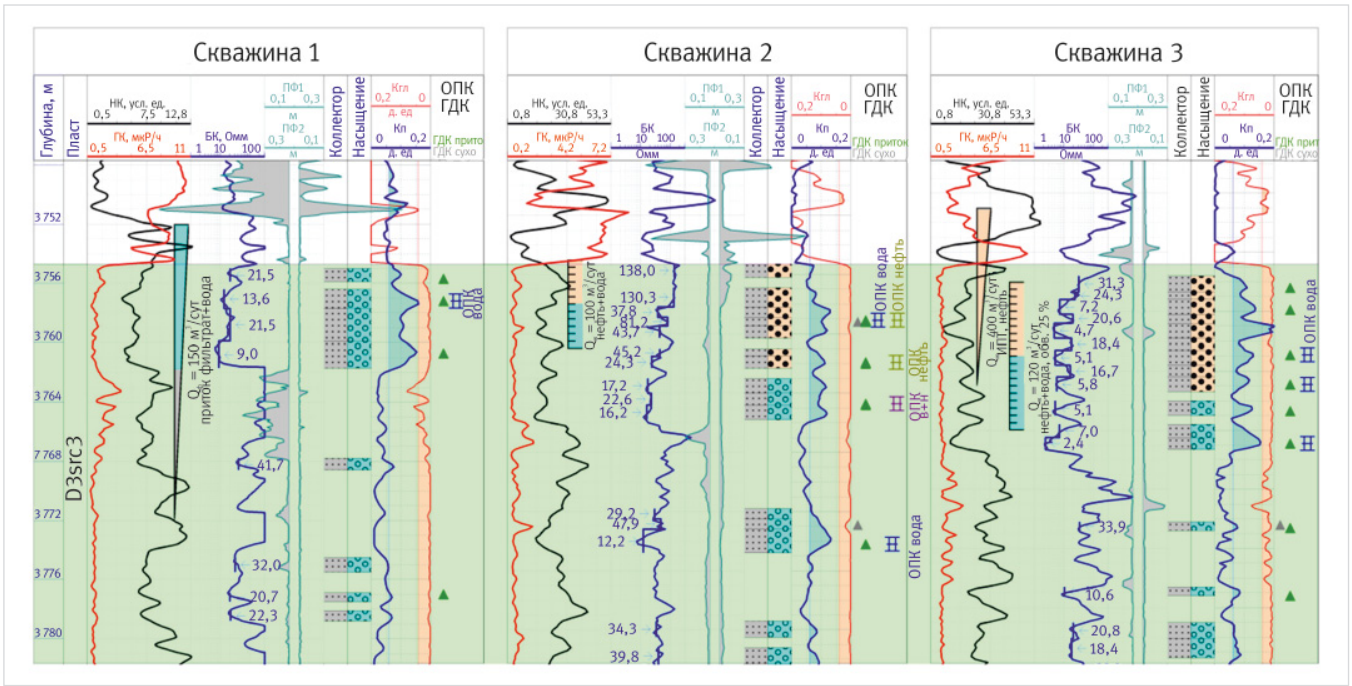


Рис. 1. Фрагмент планшетов с сопоставлениями УЭС с результатами испытаний пласта D3src3 на примере скважин Тимано-Печорской НГП

Fig. 1. A fragment of tablets with comparisons of the resistivity with the test results of the D3src3 formation on the example of wells of the Timan-Pechora OGP

разрывными нарушениями, дополнительный эффект накладывает образование техногенных трещин в направлении параллельном максимальному горизонтальному напряжению и вывалов — в перпендикулярном.

Ухудшение качества ствола скважины, во-первых, ограничивает количество интервалов возможных для выбора под испытания ОПК/ГДК, а во-вторых, даже в случае принятия решения об испытании объекта остается вероятность проведения неуспешного исследования. Так, из 600 интервалов в 11 скважинах Тимано-Печорской НГП, испытанных прижимным зондом, 45 % — приурочены к коллекторам, 20 % — к неколлекторам, около 5 % — недовосстановившиеся замеры из-за низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллекторов, а оставшиеся 30 % замеров — некондиционные, вследствие потери герметичного контакта прибора с горной породой. В отложениях овинпармского горизонта нижнего девона, с ярко-выраженным трещинно-кавернозно-поровым типом коллектора, процент некачественных замеров прижимным зондом достигает 50 %.

По 4 скважинам Волго-Уральской НГП отмечается несколько другая статистика. Из 73 исследованных интервалов третья часть подтвердила коллекторские свойства, в 62 % случаев испытаны низкопроницаемые или непроницаемые интервалы, и чуть менее 5 % замеров оказались некондиционными из-за отсутствия герметизации. Более высокий процент успешных «герметичных» замеров, помимо лучшего состояния стенок ствола скважины, можно объяснить и менее сложными геолого-технологическими условиями проведения исследований. В интервале изучаемых отложений Волго-Уральского региона пластовое давление определяется в диапазоне 80–160 атм, температура составляет 20–35 °С, в то время как для Тимано-Печорского региона рассматриваемые параметры достигают 250–450 атм и 60–95 °С.

Применение компоновки с двойным пакером демонстрирует более высокую эффективность испытаний — на примере рассматриваемых скважин процент некондиционных замеров составил не более 5 %:

- во-первых, увеличивается площадь контакта прибора с коллектором: при расстоянии между пакерами в 1 м — площадь контакта составляет около 6 800 см² (для сравнения для прижимного зонда не более 13 см²), как следствие, повышается эффективность исследования зон с развитой трещиноватостью и крупной кавернозностью. При исследовании подобных интервалов прижимным зондом существуют риски потери герметизации или попадания в маломощный низкопроницаемый уплотненный прослой;
- во-вторых, эффективность исследований определяется и более критичным подходом к выбору интервалов для испытаний как со стороны недропользователя, так и подрядчика — необходимо добиваться минимизации следующих рисков: 1) возникновения аварийных ситуаций вследствие возможного прихвата оборудования; 2) раннего износа пакеров, ведущего к увеличению количества негерметичных замеров и временным потерям на незапланированные спуско-подъемные операции для замены оборудования.

Анализ результатов исследований ОПК/ГДК

На примере рассмотренных скважин и продуктивных отложений периоды прокачки флюида из пласта до появления первых признаков углеводородов существенно отличаются и лежат в большом диапазоне значений от 40–60 минут до 5–7 часов. Фильтрационно-емкостная неоднородность и различные глубины зон проникновения исследуемых объектов не позволяют спрогнозировать оптимальное время для исследований. Как правило, в большинстве случаев прослеживается обратный тренд времени появления первых признаков УВ от подвижности флюида (подвижность k/μ определяется отношением показателя проницаемости k к вязкости

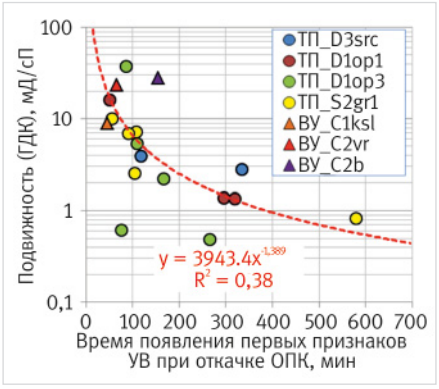


Рис. 2. Кросс-плот сопоставления времени появления первых признаков УВ при откачке ОПК и подвижности флюида
Fig. 2. Cross-plot comparison of the time of the appearance of the first signs of hydrocarbons during pumping of the WFT and fluid mobility

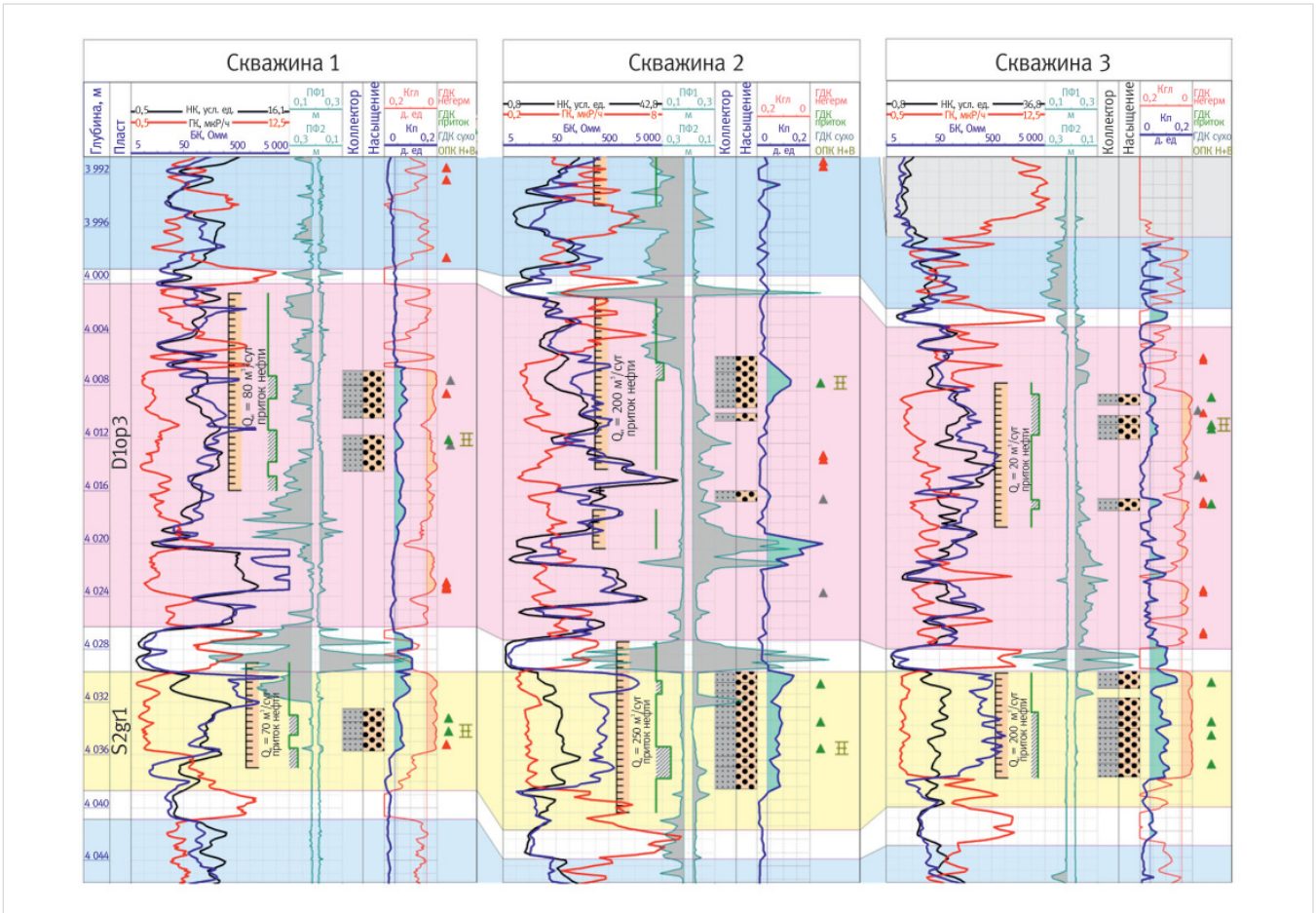


Рис. 3. Фрагмент планшетов в интервале отложений пластов D1op3 и S2gr1 на примере скважин Тимано-Печорской НГП
Fig. 3. A fragment of tablets in the interval of deposits of the D1op3 and S2gr1 formations on the example of wells of the Timan-Pechora OGP

флюида μ). Чем ниже фильтрационные свойства коллектора и ниже подвижность по ГДК, соответственно, меньше скорость откачки жидкости из пласта — тем позже можно ожидать получение флюида (рис. 2).

Необходимо взвешенно подходить к определению времени проведения исследований и, при отсутствии технических рисков, желательно добиваться максимальной очистки прокачиваемой жидкости от фильтрата бурового раствора до стабильного притока пластового флюида, даже если на это затрачивается до 6 часов и более. В противном случае появляются ситуации, когда на исследования было затрачено 3–4 часа, а понимание о насыщении коллектора так и не получено. Например, на рисунке 1, в скв. № 3 в верхней водонасыщенной точке в результате прокачки 260 л жидкости в течение 5 часов получить приток УВ так и не удалось. Но при этом в скв. № 2 в том же пласте при аналогичных коллекторских свойствах и подвижности (около 2,5 мД/сП) в верхней точке с притоком нефти для получения первых признаков УВ понадобилось чуть меньше 6 часов. Здесь стоит отметить, что указанные скважины вскрыли зоны водонефтяных контактов, что значительно осложнило корректность определения характера насыщения по ОПК/ГДК.

При вскрытии коллектора в чисто нефтяной зоне при условии подвижности по ГДК более 1–2 мД/сП с большой долей вероятности первые признаки углеводородов в притоке можно ожидать в течение 100–200 мин. На рисунке 3 в качестве примера приведены фрагменты планшетов по трем скважинам, в которых по результатам ОПК в интервале пластов D1op3 и S2gr1 получены притоки нефти либо нефти с водой. Дальнейшие испытания данных объектов в эксплуатационной колонне подтвердили их промышленную продуктивность.

Компоновкой с двойным пакером в интервале карбонатных отложений испытано около 120 интервалов на месторождениях Тимано-Печорского региона (17 % — с притоком нефти или нефти с водой, 46 % — с притоком воды, 30 % — низкопроницаемые или непроницаемые прослои и около 7 % некондиционных замеров) и 16 интервалов в скважинах Волго-Уральского региона (25 % — с притоком нефти, 75 % — без признаков УВ). При дальнейших испытаниях в колонне интервалов, исследованных ОПК/ГДК, промышленная продуктивность подтвердилась в 90 % случаев для Тимано-Печорского региона и в 100 % для Волго-Уральского. Недостающие 10 % (2 объекта) для Тимано-Печоры признаны неуспешными по причине низких коллекторских свойств пласта (пористость коллектора на уровне граничного значения — около 4–5 %), при испытании в колонне данных объектов получены непромышленные притоки (менее 0,5 м^3/сут).

Одним из преимуществ исследований пластовыми испытателями является получение глубинных PVT проб флюида из пласта, отобранных в пластовых условиях. По результатам лабораторных исследований проб пластовых флюидов установлено, что объема заполненной камеры пробоотборника емкостью в 430 мл (при условии обводненности менее 5 %) достаточно для проведения PVT-исследований по расширенному комплексу (с проведением дифференциального или ступенчатого разгазирования), при котором определяются все необходимые подсчетные параметры нефти, необходимые для работ по подсчету запасов. В случае обводненности пробы более 5 %, провести полный комплекс исследований с дифференциальным разгазированием, вероятнее всего, не получится.

Стоит отметить, что испытание даже водонасыщенного коллектора двухпакерной установкой с отбором пробы пластового флюида позволяет получить ценную информацию о свойствах пластовой воды (температура, сопротивление, пластовые давления, минерализация), необходимую в дальнейшем при подсчете запасов и оценке коэффициентов нефтенасыщенности.

Результаты ОПК/ГДК позволяют с достаточной точностью оценить пластовые давления (Рпл) изучаемых пластов: сопоставление Рпл по ГДК с результатами оценки Рпл по данным испытателей пластов на трубах в открытом стволе (ИПТ) демонстрирует хорошую сходимость данных (рис. 4).

Если говорить об оценке добычных характеристик пласта в карбонатных отложениях, то по данным ОПК/ГДК прогноз маловероятен. Во-первых, это определяется разномасштабностью объектов исследования — по ОПК/ГДК исследуется интервал с хорошим состоянием ствола скважины толщиной 1 м, реально же в колонне будет работать интервал большей мощности, поэтому сравнивать эти результаты в условиях неоднородного карбонатного коллектора не корректно. Во-вторых, обработка прискважинной зоны после вскрытия коллектора перфорацией (соляно-кислотная обработка, гидроразрыв пласта и прочие воздействия) неминуемо приведет к изменению фильтрационных свойств коллектора, что будет отличаться от условий проведения ОПК/ГДК. Если сравнивать подвижность по ОПК/ГДК с притоком по ИПТ в открытом стволе, то можно отметить некоторый тренд зависимости (рис. 5а), при сравнении же с дебитом при освоении в эксплуатационной колонне закономерность отсутствует (рис. 5б).

Итоги

Несмотря на небольшой объем статистической информации, исследования ОПК/ГДК хорошо себя зарекомендовали при изучении сложнопостроенных карбонатных отложений. Результаты исследований позволяют получить сведения о характере насыщенности коллектора и его фильтрационных свойствах, которые используются при оперативном принятии решений по выбору объектов для испытания в колонне, а также могут использоваться при доразведке и доизучении слабоизученных пластов и выделении пропущенных объектов [3, 5].

Выводы

Сложное пустотное пространство карбонатного коллектора, обусловленное высокой степенью его неоднородности, а также разрушения стенок ствола скважины определили ряд особенностей применения результатов ОПК/ГДК:

- для минимизации негерметичного контакта прибора с горной породой и повышения качества исследований карбонатных коллекторов, характеризующихся развитой вторичной пустотностью и сопровождающихся разрушением стенок ствола

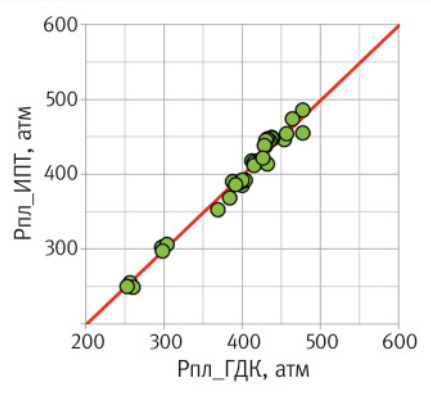


Рис. 4. Кросс-плот сопоставления пластовых давлений по данным испытателей пластов на трубах в открытом стволе с данными ОПК/ГДК для отложений Тимано-Печорской НГП
Fig. 4. Cross-plot comparison of reservoir pressures according to the data of reservoir testers on pipes in an open trunk with the data of the WFT/HL for deposits of the Timan-Pechora OGP

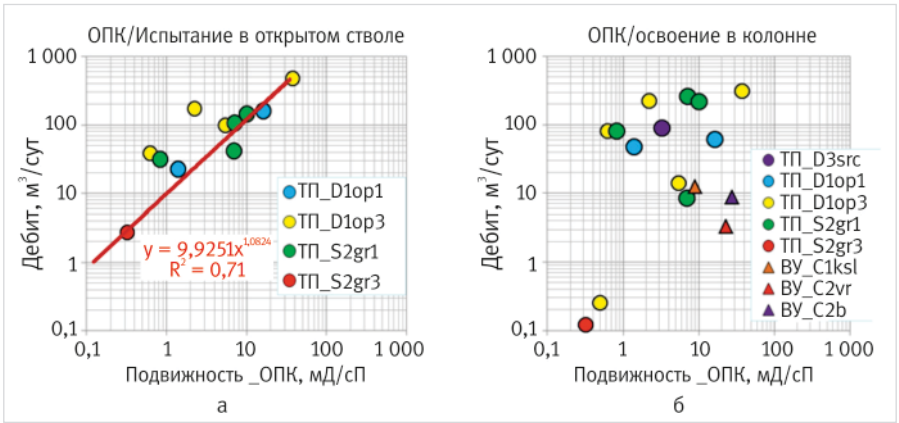


Рис. 5. Кросс-плоты сопоставления подвижности по результатам ОПК/ГДК с дебитами по результатам испытания в открытом стволе на трубах — а и в колонне — б
Fig. 5. Cross-plots of mobility comparison based on the results of the WFT/HL with the debits based on the results of the testing of a well in an open bore — a and in the column — б

скважины, рекомендуется применение компоновки с двойным пакером;

- при оценке характера насыщенности трещинно-кавернозно-поровых коллекторов глубокие зоны проникновения могут значительно увеличивать время очистки пластового флюида от фильтрата бурового раствора при прокачке, чем снижают информативность исследования и повышают риск недоосвоения объекта. Поэтому приток, характеризующийся по данным ОПК как углеводороды с высокой степенью обводненности (вплоть до 80–95 %), не будет свидетельствовать об отсутствии промышленной перспективы коллектора. При наличии в составе притока по ОПК даже незначительного количества нефти можно предполагать продуктивность коллектора. Так, до 90 % испытанных интервалов с притоком нефти (или нефти с водой) по ОПК в дальнейшем подтвердили промышленную нефтеносность при испытаниях в эксплуатационной колонне.

Из основных «минусов», которые можно выделить при изучении пластов пластоиспытателями на кабеле, отметим:

- высокую стоимость исследований, что в основном определяется низкой конкуренцией на рынке;
- высокую продолжительность исследований, особенно при изучении коллекторов с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами.

Литература

1. Каталог услуг ГИС и ПВР. Schlumberger. 2015. С. 149–153.
2. Шуматбаев К.Д., Кучурина Е.К., Шишлова Л.М. Комплексное изучение структуры пустотного пространства карбонатных отложений на примере месторождения им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 91–93.
3. Кучурина О.Е., Федоров А.И., Зиазетдинов А.З., Бакиев И.Р., Шуматбаев К.Д. Опыт проведения гидродинамического каротажа модульным пластоиспытателем на месторождениях им. Р. Требса и им. А. Титова // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 58–60.
4. Шуматбаев К.Д., Гайнуллина Е.К., Малышева А.Е., Кучурина О.Е., Емельянов Д.Е. Петрофизическая основа интерпретации сложнопостроенных коллекторов нижнего девона и верхнего силура на месторождении им. Р. Требса // Нефтяное хозяйство. 2015. № 5. С. 44–46.
5. Кучурина О.Е., Назаргалин Э.Р., Кузнецов А.С., Зиазетдинов А.З., Шуматбаев К.Д., Айгильдин А.Л. Уточнение геологического строения месторождений им. Р. Требса и им. А. Титова по результатам проведения гидродинамического каротажа // Сборник трудов I научно-практической конференции «Новые подходы в решении проблем разработки карбонатных коллекторов», 1–2 августа 2019 г. Ижевск: РПФ Макрос, 2019. С. 37–40.

ENGLISH

Results

Despite the small amount of statistical information, the studies of the WFT/HL have proven themselves well in the study of complex carbonate deposits. The research results allow us to obtain information about the nature of reservoir saturation and its filtration properties, which are used in operational decision-making on the selection of objects for testing in the column, and can also be used for additional exploration and additional study of poorly studied formations and the identification of missed objects [3, 5].

Conclusions

The complex void space of the carbonate reservoir, due to its high degree of heterogeneity, as well as the destruction of the walls of the borehole, determined a number of features of the application of the results of the WFT/HL:

- in order to minimize the leaky contact of the device with the rock and improve the quality of studies of carbonate reservoirs characterized by developed secondary voidness and accompanied by the destruction of the walls of the borehole, it is recommended to use a layout with a double packer;
- when assessing the nature of the saturation of complex carbonate reservoirs, deep penetration zones can significantly increase the time for cleaning the reservoir fluid from the drilling fluid filtrate during pumping, which reduces the informative value of the study and increases the risk of under-development of the object. Therefore, the inflow, characterized according to the defense industry as hydrocarbons with a high degree of waterlogging (up to 80–95 %), will not indicate the absence of an industrial prospect of the reservoir. If there is even a small amount of oil in the composition of the inflow through the defense industry, it is possible to assume the productivity of the reservoir. Thus, up to 90 % of the tested intervals with the inflow of oil (or oil with water) through WFT, later confirmed industrial oil-bearing capacity during tests in the production column.

Of the main disadvantages that can be noted when studying formations by the reservoir tester:

- high cost of research, which is mainly determined by low competition in the market;
- high duration of research, especially when studying reservoirs with degraded filtration and capacitance properties.

References

1. Wireline Services Catalog. Schlumberger, 2015, P. 149–153. (In Russ).
2. Shumatbaev K.D., Kuchurina O.E., Shishlova L.M. Integrated analysis of void space in carbonates by the example of R. Trebs oil field. Oil Industry, 2014, issue 6, P. 91–93. (In Russ).
3. Kuchurina O.E., Fedorov A.I., Ziazetdinov A.Z., Bakiev I.R., Shumatbaev K.D. Formation testers and production logging: a case study from R. Trebs and A. Titov oil fields. Oil Industry, 2016, issue 3, P. 58–60. (In Russ).
4. Shumatbaev K.D., Gainullina E.K., Malysheva A.E., Kuchurina O.E., Emeljanov D.E. Petrophysical framework for interpretation of lower devonian and upper silurian heterogeneous carbonate reservoirs: a case study from R. Trebs oil field. Oil Industry, 2015, issue 5, P. 44–46. (In Russ).
5. Kuchurina O.E., Nazargalin E.R., Kuznetsov A.S., Ziazetdinov A.Z., Shumatbaev K.D., Aygildin A.L. Clarification of the geological structure of the R. Trebs and A. Titov deposits based on the results of hydrodynamic logging. Proceedings of the First Scientific and Practical Conference «New approaches to solving the problems of the development of carbonate reservoirs» 1–2 August 2019. Izhevsk: RPF Makros, 2019, P. 37–40. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Айгильдин Артур Леонидович, руководитель сектора геологического моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Аминева Гульназ Ризаевна, начальник отдела петрофизического обеспечения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Зубик Антон Олегович, начальник управления по геологии и подсчету запасов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Кучурина Ольга Евгеньевна, главный специалист отдела геологоразведочных работ, ресурсной базы и аудита запасов, ООО «Башнефть-Полюс», Уфа, Россия

Aygildin Artur Leonidovich, head of the geological modeling sector, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: aygildinal@bnipi.rosneft.ru

Amineva Gulnaz Rizaevna, head of petrophysical support department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Zubik Anton Olegovich, head of the department of geology and reserves calculation, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Kuchurina Olga Evgenievna, chief specialist of the department of geological exploration, resource base and inventory audit, "Bashneft-Polyus" LLC, Ufa, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-38-42 УДК 622.24 I Научная статья

Методологии графического моделирования для систем автоматизации процессов бурения, оценки и принятия технологических решений

Еремин Ю.С., Чаркин А.А., Каюмов Э.Ф.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
kayumovef@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье рассмотрено применение методологии графического моделирования для описания технологических процессов, выполняемых при направленном бурении скважин. Целью графического моделирования является повышение наглядности описания технологического процесса для его последующего анализа и поиска путей для оптимизации, а также для проведения сравнительных анализов и выбора оптимальных решений. В качестве примера в статье разбираются три способа решения проблемы отклонения породоразрушающего инструмента от проектного профиля. Все способы представлены наглядно на рисунках и описываются с помощью IDEF3-диаграмм для визуального представления объема работ и оценки их сложности. Результатом проведенных расчетов являются значения технико-экономических показателей, а также показатели эффективности принимаемых решений, к которым относятся время бурения, качество ствола скважины, степень риска аварий и т.д. В результате проделанной работы и анализа вариантов определяется наиболее выгодный вариант по решению конкретной задачи. Представленный метод, который разбирается в статье, позволяет не только оценивать эффективность бурения, но и сравнивать варианты принимаемых решений для иных ситуаций, а также проводить сравнительный анализ эффективности работы различных бригад, сравнивать результаты на разных кустовых площадках, открывать причины различий путем проведения более детального анализа.

Материалы и методы
Разработанная методология основана на известной методологии функционального моделирования IDEF3, но отличается наличием процедуры многокритериальной оценки качества технологического процесса по нескольким критериям, результаты которой также для наибольшей наглядности представления выражаются в процентах и отображаются на многокритериальных диаграммах.

Ключевые слова
графические модели, процесс оптимизации, процесс бурения, оценка эффективности, сравнение вариантов, IDEF3

Для цитирования
Еремин Ю.С., Чаркин А.А., Каюмов Э.Ф. Методологии графического моделирования для систем автоматизации процессов бурения, оценки и принятия технологических решений // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 38–42. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-38-42

Поступила в редакцию: 25.04.2022

UDC 622.24 I Original Paper

Graphic modeling methodologies for systems in automated drilling processes, evaluation and making technological solutions

Eremin Yu.S., Charkin A.A., Kayumov E.F.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
kayumovef@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article considers the application of the methodology of modeling to describe technological processes performed with well drilling. The purpose of graphical modeling is to increase the visibility of the description of the technological process for its subsequent analysis and search for ways to optimize, as well as for comparative analyses and selection of optimal solutions. The case brought to real conditions is considered, when the operator sees that the rock-breaking tool has deviated from the design profile by a certain amount. As an example, the article examines three ways to solve the problem, identifying the advantages of each solution. All methods are presented clearly in the figures, and are described using IDEF3 diagrams to visually represent the scope of work and assess their complexity. As a result of the calculations carried out, we obtain cost values, as well as indicators of the effectiveness of decisions taken, which include drilling time, quality, accident risk, etc. As a result of the work done and the analysis of options, we determine that the most profitable option for solving this specific task is the third option of the action strategy. The presented method, which is considered in the article, allows not only to evaluate the drilling efficiency, but also to compare decision options made for other situations, as well as to carry out comparative analysis of the team effectiveness, compare the results on different multi well pads and determine the causes of the differences by carrying out a thorough analysis.

Materials and methods
The described methodology is based on the well-known methodology of functional modeling IDEF3, but differs in the presence of a multi-criteria procedure for evaluating the quality of the technological process according to several criteria, the results of which are also expressed as a percentage for the greatest clarity of presentation and displayed on multi-criteria diagrams.

Keywords
graphic models, optimization process, process drilling, performance evaluation, comparison of options, IDEF3

For citation
Eremin Yu.S., Charkin A.A., Kayumov E.F. Graphic modeling methodologies for systems in automated drilling processes, evaluation and making technological solutions. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 38–42. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-38-42

Received: 25.04.2022

Одним из наиболее эффективных методов оптимизации технологических процессов является системное моделирование функционирования объектов и процессов с использованием как математических, так и графических моделей. При этом использование графических моделей позволяет наиболее наглядно визуализировать процесс оптимизации, делает поиск оптимальных решений понятным как проектировщикам, так и буровым подрядчикам и заказчикам. Наглядные графические модели позволяют найти оптимальное решение в тех случаях, где использование математических методов затруднено ввиду проблем формализации. Неоспоримым преимуществом использования методологии графического моделирования при изучении технологических процессов при бурении и освоении скважин в сравнении с натурными исследованиями является ее дешевизна. В связи с этим развитие методологии моделирования с использованием графических моделей для совершенствования технологических процессов бурения и освоения скважин, для выбора оптимальных вариантов решения технологических задач, к числу которых относится планирование компоновки низа бурильной колонны (КНБК), является актуальной задачей.

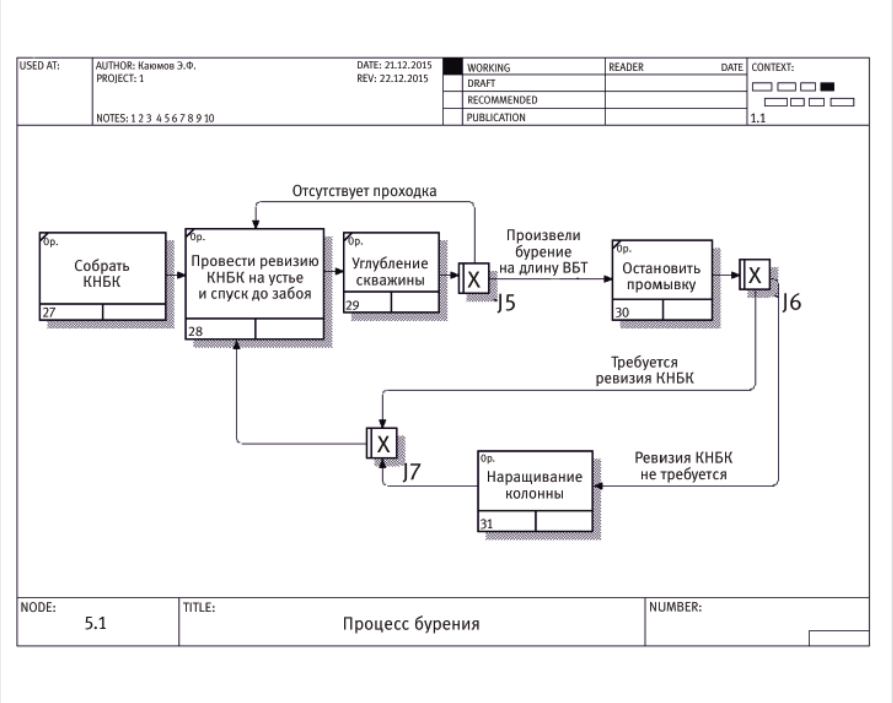


Рис. 1. IDEF3-диаграмма «Процесс бурения»
Fig. 1. IDEF3-diagram "Drilling process"

Моделирование процессов, происходящих в ходе бурения и освоения скважин, может производиться на основании различных методологий. Если исходить из потребности в повышении наглядности визуализации процессов, то одной из наиболее подходящих методологий является функциональное моделирование IDEF3 (Integrated DEFinition for Process Description Capture Method). Данная методология стала развитием методологии IDEF0, или SADT, в направлении документирования технологических процессов. Если диаграммы по IDEF0 предназначены для описания функционирования организационных систем, бизнес-процессов и отражают фактически отношения между процессами, исполнителями и регламентирующими документами (законами), то диаграммы, построенные по IDEF3, отражают последовательности и причинно-следственные связи между технологическими процессами, условия выполнения процессов, результаты их выполнения и последующие операции. При этом такое отражение отличается наглядностью, детерминированностью, выражено в наиболее понятной для экспертов форме. Это позволяет, во-первых, использовать IDEF3 как язык взаимодействия между экспертами в процессе решения производственных задач; во-вторых, принимать наиболее обоснованные и оптимальные решения; в-третьих, описывать процессы с точки зрения «как есть» и с точки зрения «как должно быть» и «что будет, если»; в-четвертых, описывать процессы управления и принятия решений не только лингвистически, но и графически, т.е. более наглядно для людей, не являющихся специалистами в рассматриваемой отрасли.

Для примера на рисунке 1 изображена одна из IDEF3-диаграмм процесса бурения.

Аналогично может быть описан как процесс бурения, так и отдельные его технологические операции.

Графическая модель по методологии IDEF3 представляет собой граф, в котором каждый узел (функциональный блок) представляет собой какое-либо действие или операцию.

При этом графическая модель является иерархической и состоит из нескольких диаграмм, получаемых путем декомпозиции какого-либо блока. Таким образом, можно конкретизировать или пояснить любую операцию на любой диаграмме.

Каждому процессу на диаграммах можно прописывать значения показателей качества. Далее по каждому процессу можно построить многопараметрическую диаграмму, провести сравнение вариантов, выбрать наилучший. При этом визуализация делает все наглядным. При построении многопараметрических диаграмм учитывается также декомпозиция блоков.

Одним из графических методов оценки результатов бурения скважин является построение диаграммы с использованием нескольких характеристик: пробуренного количества метров горных пород, времени бурения, средней скорости проходки и прочего. Сравнение основных показателей технологического процесса с использованием графического наглядного представления в виде диаграммы позволяет производить наиболее детальный и обоснованный анализ причин отклонения, выбор варианта решения технологической задачи и т.д. В частности, данный метод допускает проводить сравнительный анализ показателей бурения для долот различных конструкций. Оценка качества бурения может также производиться на основании графика зависимости значений механической скорости от величины зенитного угла и азимутального направления бурения ствола скважины.

Следует отметить, что при проведении сравнительного анализа выбираемых технологий бурения, показателей качества бурения и т.д. практически всегда приходится учитывать несравнимые показатели: время бурения, стоимость метра проходки, точность, качество ствола и т.д. Даже на одном кусте скважины практически не могут быть одинаковыми и похожими: разный

отход, разная траектория, разная сложность (прямая траектория или с разворотом ствола по азимуту, в каких интервалах идет набор угла, их интенсивность и прочее). При этом показатели не только имеют разные единицы измерения, но и могут иметь разное направление шкал полезности (т.е. для одних показателей их увеличение соответствует росту качества процесса, для других — наоборот). Для решения проблемы сопоставимости показателей, имеющих разную размерность и направление шкалы полезности, в работе предлагается использовать векторные диаграммы, к которым предварительно применяются процедуры:

- приведение значений параметров к безразмерным единицам (относительным, выраженным в процентах и т.д.);
- приведение шкал полезности к единому положительному направлению («чем больше, тем лучше»).

Векторная диаграмма (известная также как «многопараметрическая диаграмма», «паук-диаграмма» и др.) представляет собой геометрическую фигуру из нескольких осей, расположенных под равными углами друг к другу и имеющих единое начало отсчета. На каждой оси откладывается значение соответствующего параметра C. Далее отложенные на осях значения соединяются замкнутой ломаной линией. При этом площадь, ограниченная полученной фигурой, будет являться интегральной оценкой качества принимаемого решения.

В случае, если значение какого-либо параметра C имеет отрицательное направление шкалы полезности, оно преобразовывается в новый (производный) параметр C' по формуле:

$$C' = 1/C. \quad (1)$$

Если параметр C измеряется в процентах, то возможно применение формулы:

$$C' = 100\text{-}C. \quad (2)$$

Например, время бурения участка скважины T', выраженное в процентах от общего времени бурения всей скважины, имеет направление шкалы полезности в сторону уменьшения (чем меньше, тем лучше). В этом случае целесообразно применение формулы (3):

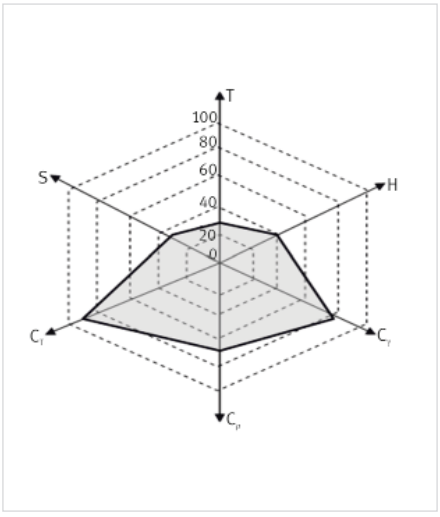


Рис. 2. Принцип анализа показателей
Fig. 2. The principle of the analysis of indicators

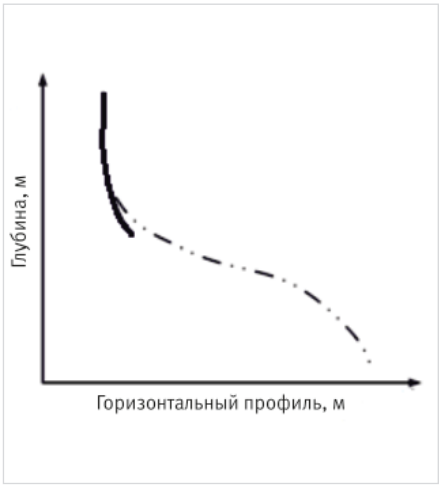


Рис. 3. Выявление проблемной ситуации
Fig. 3. Identification of a problem situation

$$T = 100\text{-}T', \quad (3)$$

где T — время в процентах от общего времени бурения всей скважины.

При оценке качества бурения часто используются такие показатели, как точность попадания в круг допуска и угол встречи с пластом.

Оценивать первый показатель можно по «сферической модели», суть которой заключается в том, что заранее определяется центр сферы, в которую должна попасть скважина по проекту, а также радиус R сферы, определяющий допустимые отклонения скважины от траектории (скважина должна попасть внутрь сферы), радиус (r) сферы, попадание в которую будет оцениваться как максимально точное (внутри малой сферы C = 100 %), фактическое расстояние скважины от центра сфер [1]. Соотношение между r, ρ и R:

$$r < \rho < R.$$

Тогда оценку точности можно определить по формуле:

$$C = \frac{R-\rho}{R-r}100\ \%. \quad (4)$$

При этом показатель C, с одной стороны, будет безразмерной величиной (в %). С другой стороны, он будет иметь положительное направление шкалы полезности.

Угол встречи прогнозируемой траектории ствола скважины с пластом предлагается оценивать аналогично по «модели конусов». Здесь рассматриваются несколько конусов, имеющих одну ось, соответствующую заданному углу встречи [2]. Вместо радиусов используются углы: γ_1 — между осью и образующей малого конуса, внутри которого или по его границе должна быть произведена встреча с пластом (оценка C = 100 %), γ_2 — между осью и образующей большого конуса, попадание на границу которого является еще допустимым (C = 0). Все промежуточные значения углов γ в интервале:

$$\gamma_1 < \gamma < \gamma_2. \quad (5)$$

Тогда угол встречи будет оцениваться по шкале от 0 до 100 % по аналогичной формуле:

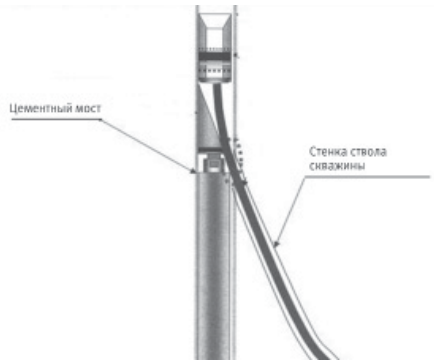


Рис. 4. Первый способ решения проблемы
Fig. 4. The first way to solve the problem

$$C_\gamma = \frac{\gamma_2 - \gamma}{\gamma_2 - \gamma_1}100\ \%. \quad (6)$$

Пример построенной векторной диаграммы для некоторого участка скважины приведен на рисунке 2. Здесь приняты координаты: T — время бурения данного участка скважины (инвертированная шкала в процентах); H — пробуренный метраж (в процентах к общей проходке); C_γ — оценка угла встречи ствола скважины с пластом; C_ρ — точность попадания ствола скважины в заданную область; C_T — степень соответствия фактической траектории ствола скважины проектной; S — относительная стоимость одного метра проходки (инвертированная шкала в процентах).

Выбранное направление шкал полезности размера рисунка соответствует общей оценке качества процесса бурения (качество выше, если площадь рисунка больше) [3].

Для наглядности применения описанной методики можно рассмотреть решение задачи выбора оптимального решения при возникновении проблемной ситуации. В процессе управления траекторией скважины возможны различные стратегии, решения которых отличаются различной степенью риска аварийности, различными значениями механической скорости проходки, различными значениями отклонения от проектного профиля скважины и т.д. [4].

Стратегии управления реализуются посредством замены КНБК, смены режимов бурения (слайдирование или вращение), ликвидации части ствола в критических ситуациях, снижения осевой нагрузки для снижения скорости проходки при проведении дополнительных инклинометрических операций, а также управления свойствами буровой промывочной жидкости (расход, химический состав) и т.д. На показатель механической скорости бурения могут влиять: геологические (протяженность интервалов пород по крепости и др.), технологические (нагрузка, влияние элементов КНБК, реология бурового раствора и т.д.), технические (характеристики забойных двигателей, буровых насосов, соответствие долот параметрам для данного интервала и т.д.) причины.

Необходимо в такой ситуации выбрать стратегию, позволяющую достичь наилучших технико-экономических показателей (ТЭП) строительства скважины.

Рассмотрим случай, когда оператор

видит, что породоразрушающий инструмент отклонил ствол скважины от проектного профиля на некоторую величину (рис. 3), где штрихпунктирной линией обозначен проектный профиль, а сплошной — пробуренный участок.

Данная ситуация не является необычной, и решение данной проблемы возможно несколькими способами.

Первым способом рекомендуется отсечь часть ствола, отличную от проектной, с установкой цементного моста. После проверки затвердевания головы цементного моста путем разгрузки определенного инструмента произвести спуск ориентированной компоновки, провести срезку с головы цементного моста. Произвести внеочередную спуско-подъемную операцию (СПО) с целью спуска в скважину технологического инструмента. Далее бурение проводится по проектному профилю (рис. 4).

Второй способ заключается в продолжении бурения, но с корректировкой траектории и увеличением пространственной интенсивности для выхода на проектный профиль скважины (рис. 5).

Преимуществом данного решения является то, что не нужны лишние СПО для замены КНБК. А недостатком является уменьшение радиуса кривизны скважины с возрастанием интегральной искривленности, что имеет отрицательные последствия при дальнейшем углублении скважины.

Третьей стратегией управления является также продолжение бурения, но уже с другим проектным профилем, где радиус кривизны скважины больше (рис. 6). Преимущества данного решения такие же, что и во втором случае. А недостатком является вероятность пересечения соседних скважин, которые при этом могут находиться в эксплуатации, что существенно повысит стоимость последствий от данной аварии.

Далее формируются основные способы устранения представленной проблемной ситуации, производится выбор наиболее выгодного решения.

Срезка и бурение нового ствола — это, как правило, самый «негативный» вариант решения задачи вследствие большой стоимости. Но это не значит, что в данной ситуации он не является оптимальным. Поэтому такие решения производятся техническими советами с использованием эмпирических знаний и базы аналогичных решений с соответствующим обоснованием. При составлении такой базы учитываются геологические, технологические и технические возможные причины. Хотя аналогичные действия на пробуренных скважинах могут и не совпадать по одной или нескольким из перечисленных причин. На основании рассматриваемой методологии должна строиться диаграмма с вариантами возможных решений для наглядности представления процесса выбора наиболее оптимального из них.

Перед тем, как произвести расчет, например, стоимости бурения предложенных стратегий, определена величина проходок, сделанных на данных системах.

Каждый способ устранения проблемы разделяется на несколько этапов, которые могут быть описаны с помощью IDEF3-диаграмм для визуального представления объема работ и оценки их сложности [5]. Для примера на рисунке 7 представлена диаграмма решения проблемы отклонения ствола скважины от проектного профиля. На рисунке 8 показана диаграмма для первого варианта

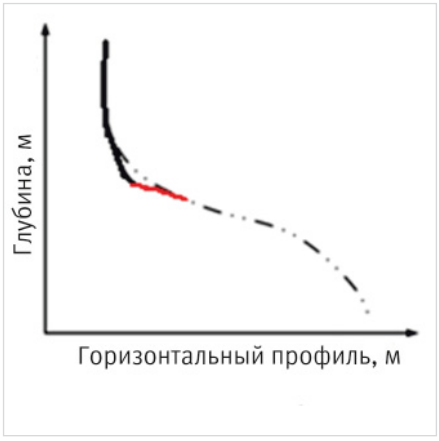


Рис. 5. Второй способ решения проблемы
Fig. 5. The second way to solve the proble

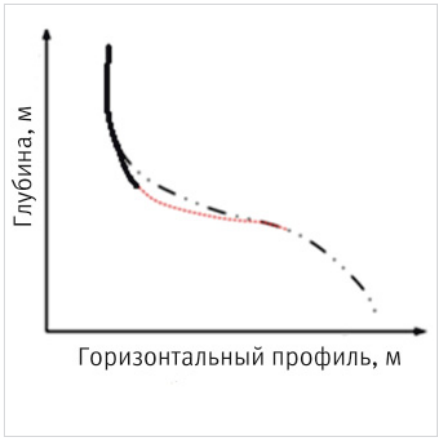


Рис. 6. Третий способ решения проблемы
Fig. 6. The third way to solve the problem

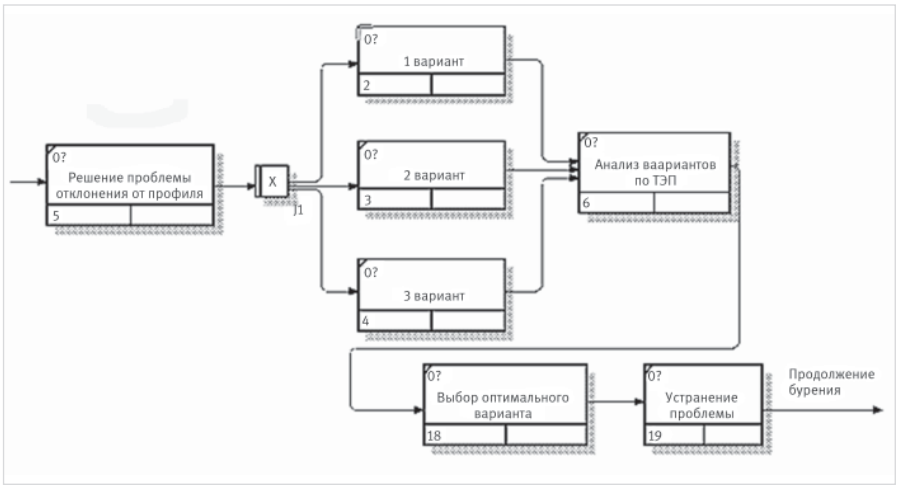


Рис. 7. IDEF3-диаграмма «Решение проблемы отклонения»
Fig. 7. IDEF3-diagram "Solution of the deviation problem"

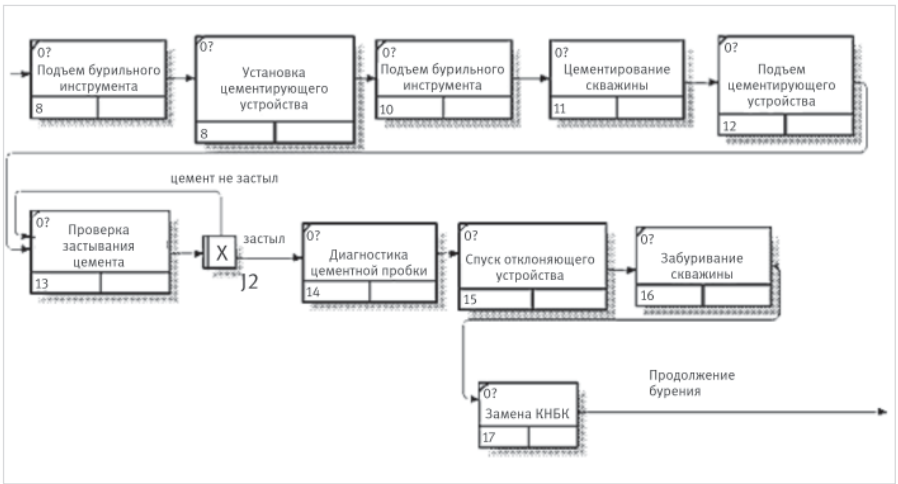


Рис. 8. IDEF3-диаграмма «Решение проблемы по 1 варианту»
Fig. 8. IDEF3-diagram "Solution of the problem according to option 1"

решения рассмотренной проблемной ситуации. Диаграммы для второго и третьего вариантов отличаются составом и последовательностью некоторых операций.

В результате проведенных расчетов были получены значения затрат на решение проблемной ситуации, а также показатели эффективности принимаемых решений, к которым относятся время бурения проблемного участка, качество пробуренной скважины, степень риска аварий и т.д.

На рисунке 9 отображена оценка эффективности решений, принимаемых по разным вариантам, по следующим показателям: *C* — стоимость строительства скважины; *H* — пробуренный метраж; *T* — время бурения; *Q* — качество ствола скважины; *P* — риск аварии (вероятность возникновения аварийной ситуации).

Путем анализа вариантов представленных графических моделей можно определить, что наиболее выгодным вариантом

по решению данной конкретной задачи является третий вариант стратегии действий, так как площадь его фигуры на векторной диаграмме является наибольшей (невзирая на то, что по стоимости данный вариант не является наилучшим).

Представленный метод оценки позволяет не только оценивать эффективность бурения, но и сравнивать варианты принимаемых решений для иных ситуаций, а также проводить сравнительный анализ эффективности работы различных бригад, выявлять причины различий путем проведения более детального анализа, сравнивать результаты на разных кустах.

Итоги

Новизна описанного метода заключается в формализации процесса принятия решений при возникновении различных технологических ситуаций в бурении, требующих анализа и сопоставления вариантов, что позволяет алгоритмизировать и унифицировать весь процесс принятия решений. Для этого впервые была применена методология функционального моделирования IDEF3 в сочетании с векторными диаграммами. Был рассмотрен пример использования методологии при решении производственной проблемы выбора траектории бурения. На диаграмме было наглядно проиллюстрировано, что наилучшим является третий вариант, так как площадь его фигуры в 4,9 раза больше, чем у первого, и в 2,8 раза больше, чем у второго варианта.

Выводы

Описанный графический метод анализа результативности наклонно направленного бурения может быть применен как инструмент анализа результатов при испытаниях новых конструкций технологического оборудования (например, долот или компоновок) как на уже известных месторождениях, так и на новых объектах.

К тому же, с точки зрения подрядчика, участвующего в проекте в той или иной области, информация в виде графических иллюстраций позволяет четко и обоснованно изложить клиенту свои выводы, что в свою очередь обеспечивает режим диалога на будущее, более подробный анализ результатов и поиск методов оптимизации процесса строительства.

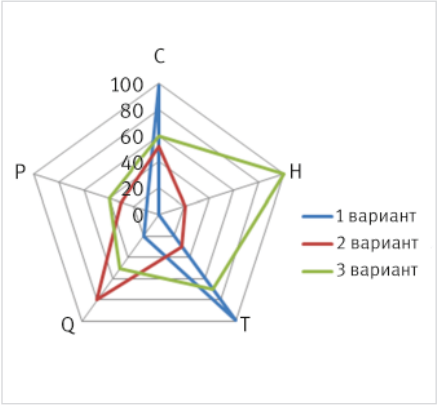


Рис. 9. Оценка эффективности решений
Fig. 9. Evaluation of the effectiveness of solutions

Литература

1. Башкатов Д.Н. Оптимизация процесса бурения. М.: МГГРУ, 2005. 331 с.
2. Ребрик Б.М., Смирнов Н.В. Принципы оценки способов и технических средств геологоразведочного бурения. М.: ВИЭМС, 1985. 46 с.
3. Башкатов Д.Н., Коломиец А.М. Оптимизация процессов разведочного бурения. М.: Недра, 1997. 259 с.
4. Шигина А.А. Оптимальное управление технологическим процессом в условиях неопределенности // Фундаментальные и прикладные исследования в современном мире. 2015. Т. 1. С. 79–82.
5. Пономарева К.В. Информационное обеспечение АСУ. М.: Высшая школа, 1991. 222 с.

ENGLISH

Results

The novelty of the described method lies in the formalization of the decision-making process in the event of various technological situations in drilling that require analysis and comparison of options, which makes it possible to algorithmize and unify the entire decision-making process. For this purpose, the methodology of functional modeling IDEF3 in combination with vector diagrams was used for the first time.

An example of using the methodology in solving the production problem of choosing a drilling trajectory was considered. The diagram clearly illustrated that the third option is the best, since the area of its figure is 4,9 times larger than that of the first, and 2,8 times larger than that of the second option.

Conclusions

The described graphical method for assessment of the effectiveness of directional drilling can be used as a tool for analyzing indicators when testing new designs of technological equipment (for example, bits or assemblies) both at already known fields and at new facilities. In fact, from the perspective of a contractor participating in a project in a certain area, graphic information allows you to present your conclusions to the client soundly, which in turn provides a dialogue mode for the future, more extensive analysis of the results and search for methods of optimizing the construction processes.

References

1 Bashkatov D.N. Optimization of the drilling process. Moscow: MGGRU, 2005, 331 p. (In Russ).
2 Rebrik B.M., Smirnov N.V. Principles of evaluation of methods and technical means of exploration drilling. Moscow: VIEMS, 1985, 46 p. (In Russ).
3 Bashkatov D.N., Kolomiets A.M. Optimization of exploration drilling processes. Moscow: Nedra, 1997, 259 p. (In Russ).
4. Shigina A.A. Optimal process control under uncertainty. Basic and applied research in the modern world, 2015, Vol. 1, P. 79–82. (In Russ).
5. Ponomareva K.V. Information support of the automated control system. Moscow: Vysshaya shkola, 1991, 222 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Еремин Юрий Сергеевич, начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Чаркин Алексей Анатольевич, начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Каюмов Эльмир Фагимович, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: kayumovef@bnipi.rosneft.ru

Eremin Yury Sergeevich, head of department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Charkin Aleksey Anatolyevich, head of department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Kayumov Elmir Fagimovich, senior specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: kayumovef@bnipi.rosneft.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

ЭЛЕКТРОПРИБОР

РАЗРАБОТАНО И ПРОИЗВЕДЕНО В РОССИИ

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ!

Подберем аналоги устройств иностранного производства Siemens, Schneider Electric, Lovato и др.!

Приборы внесены в реестр промышленной продукции, произведенной на территории Российской Федерации!

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ЦИФРОВЫЕ ПРИБОРЫ

Щитовые и панельные

Приборы для измерения параметров 1-фаз. и 3-фаз. электрической сети

ЩМ120 имеет сертификат ФСТЭК России

Приборы контроля качества, технического и коммерческого учета электроэнергии

Синхроноскоп

Указатель положения РПН силовых трансформаторов

Модули индикации, электронное табло

С креплением на DIN-рейку

Преобразователи для измерения параметров 1-фаз. и 3-фаз. электрической сети

Приборы контроля качества и технического учета электроэнергии

Модули ввода-вывода дискретных сигналов

Контроллер телемеханики

Переносные

Приборы для контроля, мониторинга и аудита качества электроэнергии, технического учета электроэнергии

Приборы сертифицированы как средства измерения и поставляются с первичной поверкой

АНАЛОГОВЫЕ ПРИБОРЫ

- Амперметры
- Вольтметры
- Частотомеры
- Измерители коэффициента мощности
- Ваттметры, варметры

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ ЧАСТИ

- Шунты
- Добавочные сопротивления
- Трансформаторы тока

+7 (8352) 39-99-18
marketing@elpribor.ru
www.elpribor.ru

428020, Россия, Чувашская Республика, г. Чебоксары, проспект И. Яковлева, д. 3

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-44-46 УДК 622.276 I Научная статья

Применение смесителя скважинного СС-89 при одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин

Ванчурин А.Н.
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия
grigino@mail.ru

Аннотация
В статье проведено описание работы и опыта применения внутрискважинного оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин с использованием смесителя скважинного СС-89 с якорным башмаком и с жестким резьбовым соединением. Исследования базируются на анализе информации по динамике добывающего фонда скважин и процента отказов смесителей скважинной жидкости от общего количества отказов пакерных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации. Предложена компоновка смесителя скважинной жидкости с жестким резьбовым соединением, которая рекомендована для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов, имеющих в разрезе несколько продуктивных горизонтов.

Материалы и методы
Практические материалы, собранные в условиях разрабатываемых месторождений на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова
внутрискважинное оборудование, одновременно-раздельная эксплуатация, методы повышения нефтеотдачи, многопластовое нефтяное месторождение

Для цитирования
Ванчурин А.Н. Применение смесителя скважинного СС-89 при одновременно-раздельной эксплуатации нефтяных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 44–46. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-44-46

Поступила в редакцию: 07.06.2022

UDC 622.276 I Original Paper

Application of the SS-89 downhole mixer for simultaneous and separate operation of oil wells

Vanchurin A.N.
Gutsyriev Oil and Gas Institute, Udmurt State University, Izhevsk, Russia
grigino@mail.ru

Abstract
The article describes the work and experience of using downhole equipment for simultaneous and separate operation of oil wells using a downhole mixer SS-89 with an anchor shoe and a rigid threaded connection. The research is based on the analysis of information on the dynamics of the production fund of wells and the percentage of failures of downhole fluid mixers from the total number of failures of packer layouts at the same time-separate operation. The layout of a downhole fluid mixer with a rigid threaded connection is proposed, which is recommended for simultaneous and separate operation of two formations having several productive horizons in the section.

Materials and methods
Based on the analysis of practical material in the conditions of developed fields in the territory of the Udmurt Republic.

Keywords
downhole equipment, simultaneous separate operation, methods of enhanced oil recovery, multi-layer oil field

For citation
Vanchurin A.N. Application of the SS-89 downhole mixer during simultaneous and separate operation of oil wells. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 44–46. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-44-46

Received: 07.06.2022

В настоящее время многие крупные месторождения находятся на завершающей стадии разработки, вводятся в эксплуатацию залежи со сложным геологическим строением, широко применяются методы повышения нефтеотдачи. В создавшихся условиях эффективным решением является разработка и внедрение как модельных инструментов исследования [1], так и систем одновременно-раздельной эксплуатации [2]. Первые образцы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) созданы в СССР в 1930-х годах, работы в этом направлении продолжены после войны [3]. Но и на сегодняшний день рассматриваемая тема не теряет своей актуальности.

С целью повышения эффективности работы скважин при одновременно-раздельной эксплуатации на ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова проведен анализ информации по динамике добывающего фонда скважин и процента отказов смесителей скважинной жидкости от общего количества отказов пакерных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации.

На рисунке 1 представлена динамика добывающего фонда пакерной одновременно-раздельной добычи с использованием системы ОРД (ЭЦ(В)Н-ШГН).

На рисунке 2 представлен процент отказов смесителя скважинной жидкости с якорным башмаком от общего количества отказов пакерных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации.

Техническим центром «Ижевского завода нефтяного машиностроения» разработана полезная модель смесителя скважинного СС-89 (рис. 3) для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов

в скважине. Полезная модель относится к нефтедобывающей промышленности, в частности к смесителям для скважинных насосных установок, обеспечивающих одновременно-раздельную эксплуатацию двух пластов одной скважины [4].

Смеситель скважинный СС-89 используется при одновременно-раздельной эксплуатации двух нефтяных пластов: нижнего пласта — УЭЦН, верхнего пласта — УШГН.

Жидкости из двух нефтяных пластов перемешиваются в смесителе скважинном и дальше поднимаются по колонне насосно-компрессорной трубы (НКТ). Также имеется возможность вести раздельный учет жидкости из каждого пласта. Для этого вместо обычных штанг используются штанги насосные трубные. Продукция верхнего пласта поднимается по колонне трубных штанг, а продукция нижнего пласта — между колонной НКТ и колонной трубных штанг. Преимущества данной компоновки следующие: на приеме ШГН установлен защитный фильтр от механических примесей; по сравнению с аналогами применена клапанная пара с увеличенным проходным сечением. Данная конструкция смесителя позволяет: смешивать жидкости из двух пластов, разобщенных пакером, при одновременно-раздельной их эксплуатации одним лифтом с использованием УЭЦН для нижнего пласта и ШГН типа RHM-T для верхнего пласта; производить установку насоса типа RHM-T. Эксплуатация насоса вставного в смесителе скважинной жидкости ничем не отличается от эксплуатации трубного насоса на всех режимах. Смеситель скважинной жидкости используется в ПАО «Удмуртнефть» им. В.И. Кудинова только на пакерном фонде ОРД (ЭЦ(В)Н-ШГН) с 2008 г.

При использовании данной компоновки реализуются следующие преимущества: возможность смены насоса вставного без подъема всей компоновки; возможность обработки химией насоса вставного через затруб.

Но у этой компоновки имеется ряд существенных недостатков, таких как ограниченный типоразмерный ряд насосов вставных (нет возможности использовать насос вставной диаметром 57 мм и более); периодический выход насоса вставного из замковой опоры смесителя скважинной жидкости, что может являться причиной отказа всей компоновки.

Для устранения недостатка выхода замковой опоры из зацепления инженерами технического центра «Ижевского завода нефтяного машиностроения» разработана и в настоящее время проходит промышленные испытания новая модификация смесителя установки для одновременно-раздельной эксплуатации с жестким резьбовым соединением (рис. 4).

В смесителе скважинном СС-89 с жестким резьбовым соединением отсутствует якорный башмак, специальный трубный насос жестко крепится к корпусу смесителя с помощью резьбового соединения, что увеличивает надежность насоса и компоновки в целом за счет отсутствия срыва насоса из якорного башмака при подклинивании плунжера (рис. 5).

Промышленные образцы смесителя скважинного СС-89 с жестким резьбовым соединением и держателя седла клапана насоса

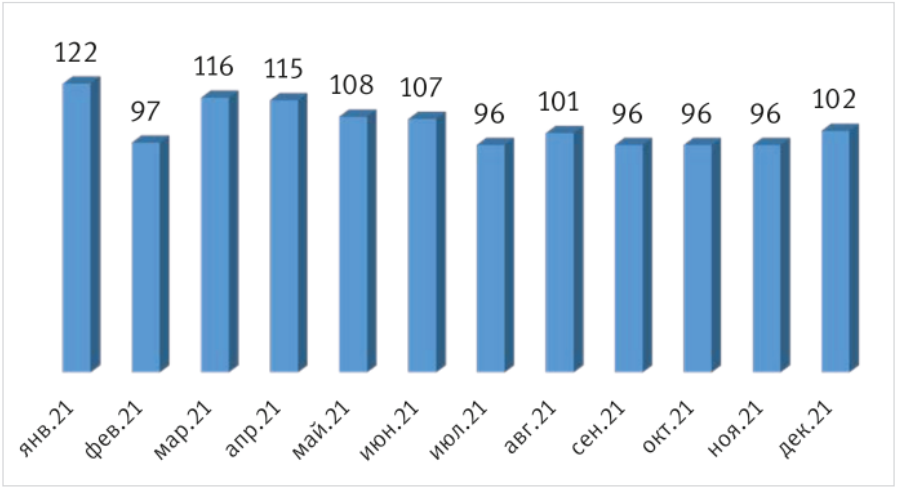


Рис. 1. Динамика добывающего фонда пакерной одновременно-раздельной добычи с использованием системы ОРД (ЭЦ(В)Н-ШГН)
Fig. 1. Dynamics of the mining fund of packer simultaneous-separate extraction using the ORD system (EC(V)N-SHGN)

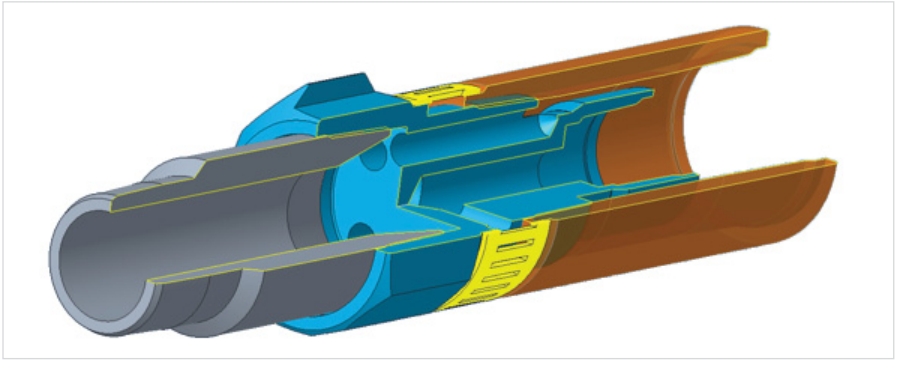


Рис. 4. Схема сборки смесителя скважинного СС-89 с жестким резьбовым соединением
Fig. 4. Assembly diagram of the SS-89 downhole mixer with a rigid threaded connection

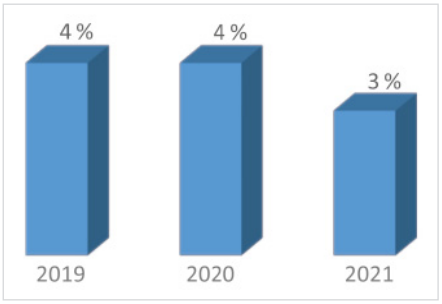


Рис. 2. Процент отказов смесителя скважинной жидкости с якорным башмаком от общего количества отказов пакерных компоновок ОРЭ
Fig. 2. The percentage of failures of the downhole fluid mixer with an anchor shoe from the total number of failures of the packer arrangements of the ORE

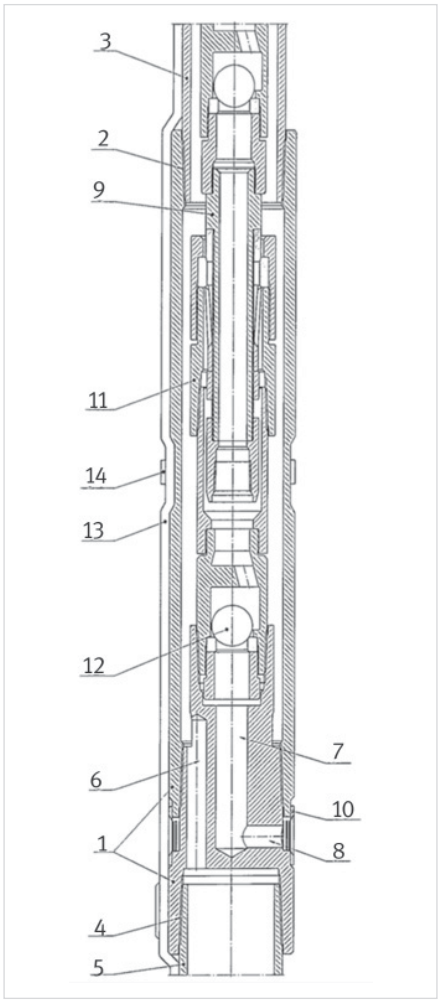


Рис. 3. Схема конструкции смесителя скважинного СС-89:
1 — сборный кожух; 2 — верхняя резьба; 3 — лифтовая труба; 4 — нижняя резьба; 5 — электропогружной насос; 6 — продольный канал; 7 — центральный канал; 8 — боковой канал; 9 — вставной насос; 10 — фильтр; 11 — технологическая втулка; 12 — обратный клапан; 13 — кабель; 14 — хомут
Fig. 3. Design diagram of the SS-89 downhole mixer:
1 – prefabricated casing; 2 – upper thread; 3 – elevator pipe; 4 – lower thread; 5 – electric submersible pump; 6 – longitudinal channel; 7 – central channel; 8 – side channel; 9 – plug–in pump; 10 – filter; 11 – process sleeve; 12 – check valve; 13 – cable; 14 – clamp

проходят успешные испытания на производстве. На рисунке 6 представлен процент отказов смесителя скважинной жидкости с якорным башмаком и с жестким резьбовым соединением от общего количества отказов пакерных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации.

Итоги

Из графика рисунка 6 видно, что применение новой модификации смесителя установки для одновременно-раздельной эксплуатации с жестким резьбовым соединением позволяет снизить процент отказов в условиях реальной эксплуатации.

Выводы

- Проведен анализ информации по динамике добывающего фонда скважин и процента отказов смесителей скважинной жидкости от общего количества отказов пакерных компоновок одновременно-раздельной эксплуатации.
- Выявлен ряд существенных недостатков, таких как ограниченное использование типоразмерных рядов насосов вставных; периодический выход насоса вставного из замковой опоры смесителя скважинной жидкости.
- Приведено техническое решение, позволяющее исключить выход замковой опоры башмака из зацепления при подклинивании плунжера насоса.
- Применение новой модификации смесителя установки для одновременно-раздельной эксплуатации с жестким резьбовым соединением позволяет снизить затраты на проведение спуско-подъемных операций, проводимых при ремонтных работах, связанных с отказом смесителей скважинной жидкости предыдущей модификации.

Литература

1. Майков Д.Н., Исупов С.В., Макаров С.С., Аниканов А.С. Метод ускорения расчета давления при изменяющихся дебитах по истории эксплуатации скважины // Нефтяное хозяйство. 2021. № 9. С. 105–107.
2. Лушпеев В.А., Цику Ю.К., Федоров В.Н. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО «Сургутнефтегаз») // Нефтегазовое дело. 2014. Т. 12. № 3. С. 48–53.
3. Ивановский В.Н. ОРЭ и интеллектуализация скважин: вчера, сегодня, завтра // Территория нефтегаз. 2010. № 3. С. 31–39.
4. Вахрушев П.В., Ильин А.А. Смеситель установки для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов в скважине. Пат. RU № 117969 U1. 2012.

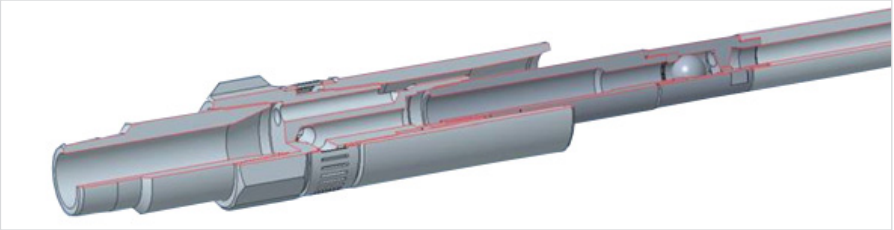


Рис. 5. Схема сборки смесителя скважинного СС-89 с жестким резьбовым соединением и держателя седла клапана насоса
Fig. 5. Assembly diagram of the SS-89 downhole mixer with a rigid threaded connection and the pump valve seat holder

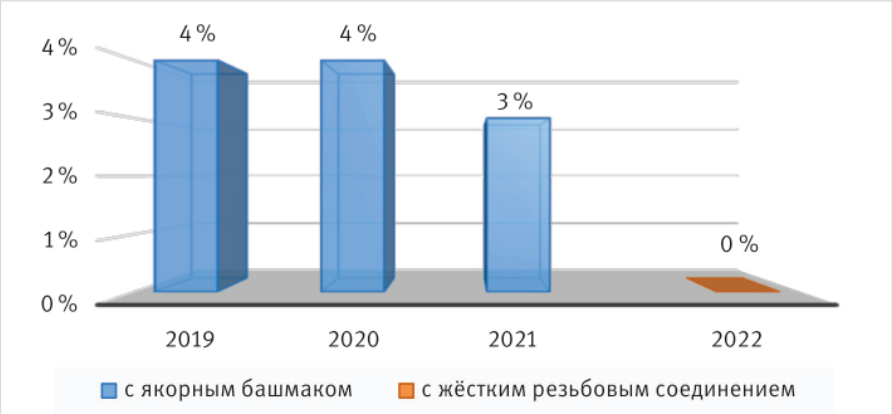


Рис. 6. Процент отказов смесителя скважинной жидкости с якорным башмаком и с жестким резьбовым соединением от общего количества отказов пакерных компоновок ОРЭ
Fig. 6. The percentage of failures of the downhole fluid mixer with an anchor shoe and with a rigid threaded connection from the total number of failures of the packer arrangements of the ORE

ENGLISH

Results

It can be seen from the graph (fig. 6) that the use of a new modification of the mixer of the installation for simultaneous and separate operation with a rigid threaded connection allows to reduce the percentage of failures in real operation.

Conclusions

- The analysis of information on the dynamics of the production fund of wells and the percentage of failures of downhole fluid mixers from the total number of failures of packer layouts at the same time-separate operation.
- A number of significant disadvantages have been identified, such as: limited use of standard-sized rows of plug-in pumps; periodic output of the plug-in pump from the lock support of the downhole fluid mixer.
- A technical solution has been developed that makes it possible to exclude the release of the shoe lock support from engagement when the pump plunger is wedged.
- The use of a new modification of the mixer of the installation for simultaneous and separate operation with a rigid threaded connection allows to reduce the costs of carrying out descent operations carried out during repair work associated with the failure of the downhole fluid mixers of the previous modification.

References

1. Maykov D.N., Isupov S.V., Makarov S.S., Anikanov A.S The efficient method for pressure calculation at variable rate. Oil Industry, 2021, issue 9, P. 105–107. (In Russ).
2. Lushpeev V.A., Tsiku Yu.K., Fedorov V.N. Technology of oil production from the return of development objects on the example of OAO “Surgutneftegas”. Petroleum Engineering, 2014, Vol. 12, issue 3, P. 48–53. (In Russ).
3. Ivanovskiy V.N. Simultaneously-separate operation and “intellectualization” of wells: yesterday, today, tomorrow. Oil and gas territory, 2010, issue 3, P. 31–39. (In Russ).
4. Vakhrushev P.V., Il’in A.A. Mixer installation for simultaneous and separate operation of two layers in the well. Patent RU 117969 U1. 2012. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ванчурин Александр Николаевич, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия
Для контактов: grigino@mail.ru

Vanchurin Alexander Nikolaevich, ph. d., associate professor, Gutsyriev Oil and Gas Institute, Udmurt State University, Izhevsk, Russia
Corresponding author: grigino@mail.ru

Новая газомоторная техника UNISTEAM™

Универсальный моторный подогреватель УМП-400 на метане
на газовом шасси УРАЛ

Группа компаний UNISTEAM™ занимается разработкой и изготовлением спецтехники на газомоторном топливе уже шесть лет. Unisteam в переводе с английского языка означает «универсальный пар» (“universal steam”). Продукция завода действительно универсальна и применяется во многих областях промышленности: нефтегазовой, автомобильной, дорожно-строительной, сельскохозяйственной, пищевой. Высококачественные установки UNISTEAM™ на протяжении более 10 лет успешно эксплуатируются крупнейшими предприятиями нефтегазовой отрасли, в том числе ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Транснефть», ПАО «Лукойл», АО «КазТрансОйл», РУП ПО «Белоруснефть», а также ведущими предприятиями стран Ближнего Востока, Евросоюза и Африки.

На сегодняшний день UNISTEAM™ выпускает технику на трех видах газового топлива: КПГ и СПГ метан и пропан-бутан. Разработка и изготовление заводом первых образцов была ориентирована на сжиженный углеводородный газ, ввиду доступности автозаправочных станций по всей территории России. Затем были разработаны образцы техники на компримированном природном газе по спецзаказу ПАО «Газпром».

Все виды газового топлива одинаково экономичны по сравнению с традиционным дизельным, и выбор заказчика в каждом конкретном случае опирается на то, насколько доступны заправочные комплексы в регионе работы установок и насколько эффективна транспортно-заправочная логистика.

Первыми на газомоторное топливо были переведены флагманские продукты Группы компаний UNISTEAM™: передвижные парогенераторные установки ППУА 1600/100. Однако полученный в 2019 году патент на полезную модель газогорелочного устройства позволил Группе компаний более широко рассмотреть спектр изготавливаемого оборудования для перевода на газовое топливо. Опыт эксплуатации парогенераторных установок на газовом топливе показал повышенную техническую эффективность в зимний период, в том числе и при экстремально низких температурах окружающей среды. Парогенераторы на газовом топливе не имеют недостатков, свойственных парогенераторам на классической «солярке» или бензине, имеют более стабильную работу при низких температурах и более короткий промежуток времени выхода на рабочий режим. Все это в сумме позволило с уверенностью говорить о высокой экономической эффективности проекта и повышенных технологических характеристиках оборудования.

Основываясь на проведенных исследованиях, испытаниях и оценив запросы потребителя, Группа компаний UNISTEAM™ приняла решение о начале разработки и переводе нагревателей воздушной среды УМП (универсальный моторный подогреватель) и нагревателей жидких сред АДПМ (агрегат депарафинизации магистралей) на газовое топливо.

На сегодняшний день инженерами и конструкторами Группы компаний UNISTEAM™ разработаны и внедрены в производство АДПМ, работающий на пропан-бутановой смеси, и универсальный моторный подогреватель УМП-400 на КПГ метане. Установки успешно прошли все заводские испытания и тесты, показав отличные результаты.

Помимо экономической выгоды, экологичность газового топлива положительно отражается на работе техники. Природный газ не оставляет отложений в топливной системе, на горелочном устройстве и на внутренних поверхностях парового котла (в ППУА). Кроме этого, при эксплуатации изменение вязкости дизельного топлива в зимний период негативно сказывается на надежности запуска и работы установок, а использование газового топлива позволяет избежать этих проблем.

Особенностью и преимуществом продукции ГК UNISTEAM™ на газовом топливе является применение проверенных на рынке газового топлива решений и доступность запасных частей. Благодаря этому техническое обслуживание системы питания газом верхнего оборудования незначительно отличается от системы питания газом двигателя шасси и не требует специального обучения сервисного специалиста. Конструкция предусматривает три степени защиты от несанкционированной утечки: при срабатывании любой из штатных аварийных сигнализаций происходит автоматическая блокировка подачи газа в трех местах: непосредственно на выходе из газовых баллонов, на подаче в газовые редукторы и в блоке форсунок. Также установлены датчики загазованности в отсеках агрегатов, которые при превышении концентрации газа подают звуковой сигнал и дублируют сигнал на пульт управления установкой.

Группа компаний UNISTEAM™ также предоставляет возможность обучения операторов спецтехники на газомоторном топливе, а также готова предоставить специалиста для проведения пусконаладочных работ и обучения операторов непосредственно на объекте.

ГРУППА КОМПАНИЙ UNISTEAM™

456300, Челябинская область,
г. Миасс, Тургоякское шоссе, 13/23
8 800 555 40 76
sales@unisteam.com
www.unisteam.com

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-48-53 УДК 658.5.011, 62-932.2 I Научная статья

Концепция и подходы для оценки перспектив роботизации технологических процессов ПАО «НК «Роснефть»

Ильин К.О., Губайдуллин А.Г., Халфин Р.С., Краевский Н.Н.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
ilinko@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Предложена концепция для оценки потенциала внедрения робототехнических систем в технологические процессы компании ПАО «НК «Роснефть» (далее Компания). Для оценки необходимости внедрения робототехнических систем в технологические процессы определяется комплексный ключевой показатель технологического процесса, а также создается матрица оценки перспектив внедрения робототехнических комплексов. В качестве дальнейших шагов по внедрению роботизации предложен комплекс мероприятий, реализуемых в Компании и ее обществах. Получено, что бизнес-процессы ремонта НКТ, ремонта УЭЦН и ТКРС относятся к группе «необходимость внедрения роботизации».

Материалы и методы
Процессный подход, системный анализ, инвестиционный анализ, оценка рисков, анализ бизнес-процессов, имитационное моделирование, метод экспертных оценок, корреляционно-регрессионный анализ.

Ключевые слова
роботизация технологических процессов, автоматизация технологических процессов, робототехнический комплекс, комплексный междисциплинарный подход, внедрение робототехники

Для цитирования
Ильин К.О., Губайдуллин А.Г., Халфин Р.С., Краевский Н.Н. Концепция и подходы для оценки перспектив роботизации технологических процессов ПАО «НК «Роснефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 48–53. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-48-53

Поступила в редакцию: 02.06.2022

UDC 658.5.011, 62-932.2 I Original Paper

Concept and approaches for assessing the prospects of technological processes robotization in “NK “Rosneft” PJSC

Ilyin K.O., Gubaidullin A.G., Khalfin R.S., Kraevsky N.N.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
ilinko@bnipi.rosneft.ru

Abstract
A concept is proposed for assessing the potential of implementation robotic systems into the technological processes of PJSC “NK “Rosneft” (further the Company). To assess the need for the implementation of robotic systems into technological processes, a complex key indicator of the technological process is determined, and a matrix is built to assess the prospects for the introduction of robotic systems. As further steps for the implementation of robotization, a set of measures implemented in the Company and its group companies is proposed. It was found that the business processes of tubing repair, ESP repair and workover belong to the group “the need to implement robotization”.

Materials and methods
Process approach, system analysis, investment analysis, risk assessment, business process analysis, simulation modeling, expert assessment method, correlation and regression analysis.

Keywords
robotization of technological processes, automation of technological processes, robotic complex, an integrated interdisciplinary approach, the introduction of robotics

For citation
Ilyin K.O., Gubaidullin A.G., Khalfin R.S., Kraevsky N.N. Concept and approaches for assessing the prospects of technological processes robotization in “NK “Rosneft” PJSC. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 48–53. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-48-53

Received: 02.06.2022

Робототехника является одной из ключевых технологий Индустрии 4.0, что обуславливает государственную поддержку разработки, производства и внедрения роботов во многих странах. Автоматизация и роботизация производства в Японии в 1974–2017 гг. привела к росту рынка труда. Более того, даже способствовала росту зарплат [1]. По прогнозам ряда экспертов, мировой рынок робототехники вырастет с 32,32 млрд долл. в 2020 г. до 88,55 млрд долл. к 2030 г. при среднегодовом темпе роста 12,1 % [2]. Еще более оптимистичные прогнозы даны компанией Hyundai Motor Group — до 177,2 млрд долл. к 2025 г. [3]. В таблице 1 приведены ключевые особенности современного состояния и развития робототехники в мире [3–7]. Вследствие пандемии COVID-19 и введенных правительствами стран ограничений растет спрос на робототехнику для новых задач (производство средств индивидуальной защиты, автономная дезинфекция помещений, забор медицинских анализов и др.), интенсивно развивается рынок беспилотного автономного транспорта, внедряется новая бизнес-модель «робот как сервис» или «робот по подписке», возросло количество заявок на роботов для промышленности и логистики [3, 7]. Таким образом, пандемия COVID-19 ускорила процессы роботизации во всех сферах экономики.

В настоящее время применение робототехники в нефтегазовой отрасли остается крайне низким. По оценкам международного консалтингового агентства «Rystad Energy» в мировой нефтегазовой отрасли около 20 % работ в сегментах бурения скважин, эксплуатации и технического обслуживания объектов добычи углеводородного сырья будут автоматизированы и роботизированы в течение следующих 10 лет [8]. Роботизированные системы бурения потенциально могут сократить на 20–30 % объем работ, выполняемых на буровой установке [8]. Роботизация

в нефтегазовой отрасли позволит не только повысить производительность и энергоэффективность процессов, но и снизить риски промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды за счет исключения тяжелого физического труда в сложных погодных условиях.

Важность проектов роботизации в нефтегазовой отрасли России подчеркнута на государственном уровне. В ноябре 2020 г. прошло совещание рабочей группы по цифровой трансформации нефтегазовой отрасли России под председательством заместителя Министра энергетики Российской Федерации, руководителя цифровой трансформации П.Ю. Сорокина с участием представителей нефтегазовых и энергетических компаний, министерств и ведомств, отраслевых экспертов и др. [9]. По результатам совещания принято решение разработать Атлас мер государственной поддержки технологических проектов, а также доработать концепцию и «дорожную карту» по роботизации нефтегазовой отрасли, совместно с другими лидерами отрасли [9].

Компания ПАО «НК «Роснефть» (далее Компания) с учетом российских и мировых трендов, а также обеспечения устойчивого развития активно разрабатывает и внедряет передовые производственные технологии [10–12]. В Компании выполняется и реализуется ряд целевых инновационных проектов, направленных на роботизацию технологических процессов.

На основе анализа мирового опыта технического перевооружения предприятий выделяют следующие подходы к роботизации технологических процессов:

- процессный подход [13];
- системный подход [14];
- риск-ориентированный подход [15];
- управление жизненным циклом изделия [14];
- комплексный междисциплинарный подход [14, 15].

По опыту выполнения и реализации проектов авторами наиболее оптимальным является использование комплексного междисциплинарного подхода, который учитывает характер бизнес-процессов, их системную взаимосвязь, риски процессов, экономические аспекты внедрения роботов на основе оценки стоимости жизненного цикла. Принятый подход определяет выбор ключевых показателей.

Учитывая масштабы Компании, широкую номенклатуру ее бизнес-процессов, а также их локальные особенности, авторами разработана концепция оценки перспектив внедрения робототехнических комплексов (РТК) на основе выбора ключевых показателей, которые будут универсальными для производственных бизнес-процессов Компании по направлениям: добыча, сбор, подготовка, транспорт углеводородов, нефтегазопереработка, нефтехимия, логистика и сбыт продукции нефтегазопереработки и нефтехимии, нефтесервисные услуги. Задачей данной концепции является выбор приоритетных технологических процессов для внедрения РТК.

В рамках данного исследования определены ключевые показатели бизнес-процессов для внедрения роботизированных технологий (рис. 1). Далее на основе ключевых показателей определяется комплексный ключевой показатель бизнес-процесса.

Ключевые показатели «чистая приведенная стоимость, индекс доходности инвестиций, внутренняя норма доходности, дисконтированный срок окупаемости» (рис. 1) являются показателями потенциального экономического эффекта от внедрения роботизации технологических процессов. Перечисленные показатели определяются на основе предварительной оценки

Рис. 1. Ключевые показатели
Fig. 1. Key indicators

Табл. 1. Ключевые особенности развития робототехники в мире [3–7]
Tab. 1. Key features of the development of robotics in the world [3–7]

Тип роботов	Тенденции	Драйверы	Ограничения	Возможности
Беспилотные наземные транспортные средства	• расширение использования при ликвидации чрезвычайных ситуаций; • рост спроса на автономные системы	• требования к непрерывному электроснабжению во внедорожниках; • экономические вызовы из-за COVID-19	• высокие требования к надежности; • законодательные ограничения для дорог общего пользования	разработка полностью автономных внедорожников
Беспилотные летательные аппараты	• потребности рынка в быстрой доставке небольших грузов; • высокая конкуренция на рынке производителей	внедрение: • миниатюризация; • технологии COTS; • альтернативные электроснабжения; • новые материалы; • источники	• безопасность и конфиденциальность данных; • отсутствие нормативно-правовой базы; • низкое время работы в суровых климатических условиях	повышение характеристик: • полезная нагрузка; • долговечность; • дальность полета; • расширение функций
Беспилотные подводные аппараты	низкая скорость подводных исследований	развитие шельфовых проектов	неудовлетворительная надежность	разработка и внедрение передовых технологий
Экзоскелеты	внедрение инновационных мобильных систем	• рост травм спинного мозга у персонала; • нехватка рабочих; • рост сектора электронной коммерции вследствие пандемии	сложность и высокая стоимость разработки мобильных систем	• разработка под конкретные потребности пользователей; • повышение автономности
Промышленная робототехника	• коллаборативные роботы; • интеллектуальные роботы; • консорциум потребителей и поставщиков	• модернизация промышленности ЕЭС и КНР; • снижение стоимости и времени производства роботов	• отсутствие господдержки внедрения; • дефицит специалистов	переход к графически ориентированному программированию

экономической эффективности инвестиционного проекта внедрения РТК (табл. 2).

Полученная на первом этапе информация используется для формирования требований к РТК: технических, технологических, эксплуатационных, экономических, социальных, экологических и др. На рисунке 2 показана совокупность требований к разработке и внедрению РТК в Компании. Необходимость учета перечисленных требований обусловлена различиями технологии и организации производства, условий эксплуатации, перспектив развития, климатических условий, уровня автоматизации, опыта роботизации технологических процессов даже для производственных объектов одинакового профиля, а также необходимостью выполнения требований действующего российского законодательства, государственных стандартов, а также локальных нормативных документов Компании, определяющих ее политику и требования по процессам и направлениям деятельности.

В России отсутствуют нормы правового регулирования робототехники. В правовых информационных системах слова «робот» и «робототехника» упоминаются лишь в нескольких законодательных актах. Юридическая ответственность за применение роботов регулируется общими нормами права, и специальные нормы для регулирования робототехники и искусственного интеллекта отсутствуют. В концепции развития регулирования отношений в сфере технологий искусственного интеллекта и робототехники на период до 2024 г. отдельный раздел посвящен развитию правового регулирования.

Для оценки потенциала внедрения РТК применяется комплексный ключевой показатель бизнес-процесса. Значение комплексного ключевого показателя в первом приближении определяется по следующей формуле:

$$CKI_i^j = \sum_{i=1}^{n} g_i^j \times KI_i^j \qquad (1)$$

где CKI_i^j — комплексный ключевой показатель j-го процесса; g_i^j — вес i-го ключевого показателя j-го процесса; KI_i^j — i-й ключевой показатель j-го процесса.

Вес g_i^j определяется путем экспертной оценки по шкале от 0 до 10, где 0 — показатель не влияет, 10 — критически важный показатель. В формулу (1) подставляется среднее арифметическое значение оценок экспертов.

С целью получения безразмерного вида, расчетное значение i-го ключевого показателя j-го процесса делится на его максимальное значение среди всех рассматриваемых процессов:

$$KI_i^j = \frac{KI_{i,E}^j}{\max(K_i)} \qquad (2)$$

где $KI_{i,E}^j$ — расчетное значение i-го ключевого показателя j-го процесса (рис. 1); K_i — множество значений i-го ключевого показателя;

$$K_i = \left\{KI_{i,E}^1, KI_{i,E}^2, \ldots KI_{i,E}^N\right\} \qquad (3)$$

Особенность полученного решения заключается в том, что значения ключевых показателей получены как на основе статистических данных производственного процесса, так и экспертных оценок. При этом сами ключевые показатели имеют различный вес, который не всегда может быть корректно определен методами экспертных оценок. В связи с этим предлагается использовать методы корреляционно-регрессионного анализа для получения достоверной оценки комплексного ключевого показателя j-го процесса. Нелинейная множественная регрессионная модель комплексного ключевого показателя j-го процесса определяется следующим уравнением:

$$CKI_i^j = \beta + \exp\left(C + \sum_{i=1}^{n} a_i KI_i^j\right) \qquad (4)$$

где a_i — коэффициент i-го ключевого показателя j-го процесса; β, C — константы уравнения.

Подразумевается, что посредством автоматизированных статистических вычислений в программном обеспечении определяются линейные и нелинейные регрессионные множественные модели. С целью отбора корректной и достоверной регрессионной модели применяется алгоритм, приведенный на рисунке 3.

В выбранную регрессионную модель подставляются значения ключевых показателей с целью получения значения комплексного ключевого показателя для j-го процесса во втором (окончательном) приближении.

Исходя из значения комплексного

Рис. 2. Совокупность требований к разработке и внедрению РТК в технологические процессы Компании
Fig. 2. A set of requirements for the development and implementation of RTK in the Company's technological processes

Табл. 2. Последовательность работ по оценке перспектив внедрения роботизации технологических процессов
Tab. 2. The sequence of work on assessing the prospects for the introduction of robotization of technological processes

Этап	Методы	Результат
Выбор бизнес-направления	• опрос; • методы экспертных оценок; • анализ бизнес-процесса; • имитационное моделирование	бизнес-направление для исследования
Обработка данных и выбор показателей	• анкетирование; • методы статистической обработки данных	• абсолютные показатели; • относительные показатели
Технологический анализ	предынвестиционная проработка: • обзор научно-технической литературы; • технико-экономическая оценка	аналитические отчеты и презентационные материалы по инициации целевых инновационных проектов роботизации процессов
Расчет ключевых показателей процессов	аналитические методы расчета	• частные ключевые показатели; • комплексный ключевой показатель
Формирование модели комплексного ключевого показателя процессов	корреляционно-регрессионный анализ	регрессионная модель комплексного ключевого показателя
Построение матрицы оценки перспектив внедрения роботизации в технологические процессы	визуализация данных	матрица оценки перспектив внедрения роботизации в технологические процессы на основе значений комплексного ключевого показателя
Выводы	анализ	перечень процессов, требующих приоритетной роботизации

ключевого показателя, технологические процессы распределяются по группам:

- необходимость внедрения роботизации;
- отсутствие необходимости внедрения.

Выполняется построение матрицы оценки внедрения роботизации в технологические процессы. Матрица позволяет визуализировать приоритетные процессы для внедрения роботизированных технологий в рамках бизнес-направления.

Методом экспертных оценок определяется минимальное значение комплексного ключевого показателя для отнесения процесса к группе необходимости внедрения роботизации, равное 52,00.

Внедрение РТК в соответствии с определяемыми приоритетами потребует комплекса мероприятий, обобщенно приведенных на рисунке 4.

Ниже приведен пример оценки перспектив внедрения роботизации технологических процессов. В качестве бизнес-направления на основе экспертной оценки выбран блок внутреннего сервиса Компании. В рамках данного блока для оценки перспектив роботизации методом опроса отобраны следующие бизнес-процессы: ремонт насосно-компрессорных труб (НКТ), ремонт установок погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН), текущий и капитальный ремонт скважин (ТКРС), ремонт приводов штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ).

На основе обработки данных производственной деятельности определены абсолютные и относительные показатели процессов (этап 2, табл. 2). В результате предынвестиционной проработки целевых инновационных проектов определены показатели экономического эффекта от внедрения роботизации технологических процессов. Выполнен расчет ключевых показателей бизнес-процессов (рис. 2). Проведена экспертная оценка веса ключевых показателей для расчета комплексного ключевого показателя. Ключевые показатели с весом экспертной оценки, равным нулю, удалены из дальнейшего расчета.

В таблице 3 приведены ключевые показатели для построения регрессионной модели комплексного ключевого показателя. Значения ключевых показателей приведены к безразмерному виду по формуле (2).

По формуле (1) выполнен расчет значения комплексного ключевого показателя в 1-й итерации.

Далее по алгоритму (рис. 3) выполнен поиск регрессионной модели по данным KI_i^j, g_i^j и данным CKI_i^j. Построение регрессионных моделей выполнялось с помощью математического программного обеспечения.

В соответствии с алгоритмом (рис. 3) из множества моделей выбрана нелинейная множественная регрессионная модель, которая имеет коэффициент корреляции, равный $R = 0{,}96$:

$$CKI_i^j\left(KI_i^j\right) = 10.80 + \exp\left\{\begin{array}{l} 1{,}24 + 1{,}14 \times ДТО \\ +0{,}96 \times ДВНТ + 0{,}16 \times ДРВТ \\ +0{,}48 \times ППТ - 0{,}01 \times УСП \\ -0{,}10 \times NPV + 0{,}022 \times IRR \\ +0.42 \times PI + 0{,}29 \times DPP \\ -0{,}24 \times КРЗП - 0{,}19 \times СЗЧ \end{array}\right\} \quad (5)$$

где *ДРВТ* — доля работников высокой квалификации; *ДТО* — доля технологического оборудования, машин и комплексов современного уровня; *ППТ* — прирост производительности труда; *УСП* — уровень соответствия продукции (услуг) стандартам международного уровня; *NPV* — чистая приведенная стоимость; *IRR* — внутренняя норма доходности; *PI* — индекс рентабельности; *DPP* — дисконтированный срок окупаемости; *КРЗП* — коэффициент роста средней заработной платы; *СЗЧ* — стоимость запасных частей оборудования за 1 год.

Рис. 3. Алгоритм выбора регрессионной модели
Fig. 3. Regression model selection algorithm

Примечание: ЛНД* — локальный нормативный документ;
ОПИ** — опытно-промышленные испытания.

Рис. 4. Комплекс мероприятий по разработке и внедрению РТК в технологические процессы
Fig. 4. A set of measures for the development and implementation of RTC in technological processes

В результате расчетов с использованием регрессионной модели (формула 5) на основе исходных данных получены значения комплексного ключевого показателя для процессов ремонта НКТ, ремонта УЭЦН, ТКРС, ремонта привода ШСНУ, которые приведены в таблице 4. Путем сравнения значения комплексного ключевого показателя для бизнес-процессов с определенным выше минимальным значением данного показателя, равным 52,00, получено, что

бизнес-процессы ремонта НКТ, ремонта УЭЦН и ТКРС относятся к группе «необходимость внедрения роботизации», а процесс ремонта приводов ШСНУ относится к группе «отсутствие необходимости внедрения» (табл. 4).

Итоги

Оценка комплексного ключевого показателя для бизнес-процессов внутреннего сервиса показала, что ремонт НКТ (58,31), ремонт УЭЦН (54,55) и ТКРС (67,72) относятся к группе «необходимость внедрения роботизации».

Выводы

Разработаны подходы и концепция по оценке перспектив внедрения РТК в технологические процессы Компании. Применение концепции позволяет ранжировать технологические процессы по приоритету их роботизации для разработки программ роботизации производства, планирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, бизнес-планирования процессов технического перевооружения производственных объектов. На основе предложенной концепции и подходов будет осуществляться дальнейшая деятельность ПАО «НК «Роснефть» по перспективному планированию и научно-технологическому сопровождению внедрения РТК в технологические процессы для достижения целей стратегии «Роснефть-2030».

Литература

1. Вопреки опасениям неолуддитов, автоматизация производства увеличивает количество рабочих мест и размер зарплаты. URL: https://naked-science.ru/article/hi-tech/robots-and-empoyment-in-japan
2. The Global Industrial Robotics Market size was valued at USD 32.32 billion in 2021 and is predicted to reach USD 88.55 billion by 2030 with a CAGR of 12,1% from 2022-2030. URL: https://www.globenewswire.com/en/news-release/2022/05/25/2450099/0/en/The-Global-Industrial-Robotics-Market-size-was-valued-at-USD-32-32-billion-in-2021-and-is-predicted-to-reach-USD-88-55-billion-by-2030-with-a-CAGR-of-12-1-from-2022-2030.html (In Eng).
3. Robots jump into the mobility industry. URL: https://tech.hyundaimotorgroup.com/article/op-ed-robots-jump-into-the-mobility-industry (In Eng).
4. Unmanned ground vehicles market by mobility, application (military, commercial, law enforcement, federal law enforcement), mode of operation, size, system, and region (North America, Europe, APAC, Middle East and rest of the World) – Forecast to 2027. URL: https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/unmanned-ground-vehicles-market-72041795.html (In Eng)
5. Global automated guided vehicle market size by type (tow vehicle, forklift truck, pallet truck), by navigation technology (magnetic guidance, laser guidance), by battery type (lithium-ion, nickel-based, lead), by vertical (industrial products, food industry, petrochemicals), by application (manufacturing, automotive, aerospace), by geographic scope and forecast. URL: https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/automated-guided-vehicle-agv-market (In Eng).
6. Global robotics market growth, trends, and forecasts report 2020–2025: advent of Industry 4.0 driving automation & increasing emphasis on safety. URL: https://www.businesswire.com/news/home/20201216005516/en/Global-Robotics-Market-Growth-Trends-and-Forecasts-Report-2020-2025-Advent-Of-Industry-4.0-Driving-Automation-Increasing-Emphasis-On-Safety (In Eng).
7. Коронакризис 2020 года и его последствия для российских робокомпаний. URL: https://robotunion.ru/koronakrizis-2020-goda-i-ego-posledstviya-dlya-rossijskikh-robokompanij
8. Robots could replace hundreds of thousands of oil and gas jobs, save billions in drilling costs by 2030. URL: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/robots-could-replace-hundreds-of-thousands-of-oil-and-gas-jobs-save-billions-in-drilling-costs-by-2030 (In Eng).
9. Павел Сорокин. Суммарный эффект от цифровой трансформации к 2035 году оценивается в более чем 700 млрд руб. в год. URL: https://minenergo.gov.ru/node/19270
10. Андрей Шишкин: Создание инноваций — государственная задача. URL: https://rg.ru/2020/11/23/andrej-shishkin-sozdanie-innovacij-gosudarstvennaia-zadacha.html
11. Шишкин А.Н., Тимашев Э.О., Соловых В.И., Волков М.Г., Колонских А.В. Цифровая трансформация

Табл. 3. Исходные данные для построения регрессионной модели
Tab. 3. Initial data for building the regression model

Наименование ключевого показателя	Вес показателя	Процесс			
		Ремонт НКТ	Ремонт УЭЦН	ТКРС	Ремонт приводов ШСНУ
Доля технологического оборудования, машин и комплексов современного уровня	7,00	0,64	0,69	0,73	0,61
Доля внедренных в производство новых технологий	6,00	0,64	0,69	0,71	0,53
Доля работников высокой квалификации	5,00	0,63	0,65	0,67	0,60
Прирост производительности труда, %	8,00	0,33	0,20	0,16	0,23
Уровень соответствия продукции (услуг) стандартам международного уровня*	4,00	0,0	0,0	1,0	0,0
Чистая приведенная стоимость, млн руб.	10,00	**	**	**	**
Внутренняя норма доходности	7,00	**	**	**	**
Индекс рентабельности	8,00	**	**	**	**
Дисконтированный срок окупаемости, лет	9,00	**	**	**	**
Коэффициент роста средней заработной платы	7,00	0,29	0,41	0,41	0,37
Стоимость запасных частей оборудования за 1 год, млн руб.	5,00	**	**	**	**

Примечание: * — показатель имеет два возможных значения: 1,0 — соответствует, 0,0 — не соответствует;
** — значения показателей экономической эффективности и показателей затрат скрыты в связи с коммерческой тайной.

Табл. 4. Матрица оценки внедрения роботизации в технологические процессы направления нефтесервисных услуг
Tab. 4. Matrix for assessing of the robotics implementation in the technological processes of the oilfield services direction

Процесс	Ремонт НКТ	Ремонт УЭЦН	ТКРС	Ремонт приводов ШСНУ
Комплексный ключевой показатель	58,31	54,55	67,72	45,50

приоритетное внедрение

отсутствие необходимости внедрения

ПАО АНК «Башнефть»: от концепции до реализации // Нефтяное хозяйство. 2019. № 3. С. 7–12.
12. Сенькин А.С., Краевский Н.Н., Ильин К.О., Мунасыпов Р.А. К вопросу о развитии технологий роботизации и автоматизации в области текущего и капитального ремонта скважин // Нефтегазовое дело. 2020. Т. 18. № 3. С. 61–68.
13. Сидорин А.В., Сидорин В.В. Процессный подход к разработке адаптивной стратегии организации на основе анализа ее внешней и внутренней среды // Организатор производства. 2016. № 3. С. 28–42.
14. Бауэр В.П., Трошин Д.В. Методологические аспекты проектирования технологического переоснащения высокотехнологичных отраслей промышленности России. Тверь: ТвГУ, 2017. 256 с.
15. Селиванов С.Г., Иванова М.В. Теоретические основы реконструкции машиностроительного производства. Уфа: Гилем, 2001. 312 с.

ENGLISH

Results
Evaluation of a complex key indicator for business processes of internal service showed that repair of tubing (58,31), repair of ESP (54,55) and workover (67,72) belong to the group “the need for the introduction of robotics”.

Conclusions
Approaches and a concept have been developed for assessing the prospects for implementation RTC into the Company’s technological processes. Application of the concept makes it possible to rank technological processes according to the priority of their robotization for the development of production robotization programs, planning research and development work, business planning for the technical re-equipment of production facilities. Based on the proposed concept and approaches, further activities of “NK “Rosneft” PJSC will be carried out on long-term planning and scientific and technological support for the introduction of RTC into technological processes to achieve the goals of the Rosneft-2030 strategy.

References

1. Contrary to the fears of neo-Luddites, automation of production increases the number of jobs and wages: official site. URL: https://naked-science.ru/article/hi-tech/robots-and-empoyment-in-japan (In Russ).
2. The Global Industrial Robotics Market size was valued at USD 32.32 billion in 2021 and is predicted to reach USD 88,55 billion by 2030 with a CAGR of 12,1% from 2022-2030. URL: https://www.globenewswire.com/en/news-release/2022/05/25/2450099/0/en/The-Global-Industrial-Robotics-Market-size-was-valued-at-USD-32-32-billion-in-2021-and-is-predicted-to-reach-USD-88-55-billion-by-2030-with-a-CAGR-of-12-1-from-2022-2030.html (In Eng).
3. Robots jump into the mobility industry. URL: https://tech.hyundaimotorgroup.com/article/op-ed-robots-jump-into-the-mobility-industry (In Eng).
4. Unmanned ground vehicles market by mobility, application (military, commercial, law enforcement, federal law enforcement), mode of operation, size, system, and region (North America, Europe, APAC, Middle East and rest of the World) – Forecast to 2027. URL: https://www.marketsandmarkets.com/Market-Reports/unmanned-ground-vehicles-market-72041795.html (In Eng).
5. Global automated guided vehicle market size by type (tow vehicle, forklift truck, pallet truck), by navigation technology (magnetic guidance, laser guidance), by battery type (lithium-ion, nickel-based, lead), by vertical (industrial products, food industry, petrochemicals), by application (manufacturing, automotive, aerospace), by geographic scope and forecast. URL: https://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/automated-guided-vehicle-agv-market (In Eng).
6. Global robotics market growth, trends, and forecasts report 2020–2025: advent of Industry 4.0 driving automation & increasing emphasis on safety. URL: https://www.businesswire.com/news/home/20201216005516/en/Global-Robotics-Market-Growth-Trends-and-Forecasts-Report-2020-2025-Advent-Of-Industry-4.0-Driving-Automation-Increasing-Emphasis-On-Safety (In Eng).
7. Coronacrisis of 2020 and its consequences for Russian robot companies. URL: https://robotunion.ru/koronakrizis-2020-goda-i-ego-posledstviya-dlya-rossijskikh-robokompanij (In Russ).
8. Robots could replace hundreds of thousands of oil and gas jobs, save billions in drilling costs by 2030. URL: https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/robots-could-replace-hundreds-of-thousands-of-oil-and-gas-jobs-save-billions-in-drilling-costs-by-2030 (In Eng).
9. Pavel Sorokin: The total effect of digital transformation by 2035 is estimated at more than 700 billion rubles. in year. URL: https://minenergo.gov.ru/node/19270 (In Russ).
10. Andrey Shishkin: Creation of innovations is a state task. URL: https://rg.ru/2020/11/23/andrej-shishkin-sozdanie-innovacij-gosudarstvennaia-zadacha.html (In Russ).
11. Shishkin A.N., Timashev E.O., Solovykh V.I., Volkov M.G., Kolonskikh A.V. Bashneft digital transformation: from concept design to implementation. Oil industry, 2019, issue 3, P. 7–12. (In Russ).
12. Senkin A.S., Kraevsky N.N., Ilyin K.O., Munasypov R.A. To the question of robotization and automation technologies development in well servicing and workover // Petroleum Engineering, 2020, Vol. 18, issue 3, P. 61–68. (In Russ).
13. Sidorin A.V., Sidorin V.V. The process approach to development of adaptive strategy of an organization based on analysis of its external and internal environment. Production organizer, 2016, issue 3, P. 28–42. (In Russ).
14. Bauer V.P., Troshin D.V. Methodological aspects of designing technological re-equipment of high-tech industries in Russia. Tver: TvGU, 2017, 256 p. (In Russ).
15. Selivanov S.G., Ivanova M.V. Theoretical foundations of the reconstruction of machine-building production. Ufa: Gilem, 2001, 312 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ильин Константин Олегович, начальник отдела роботизации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ilinko@bnipi.rosneft.ru

Губайдуллин Азат Гумарович, к.т.н., ведущий специалист отдела цифровой трансформации систем сбора, транспорта и подготовки, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Халфин Рузиль Сагыйтович, начальник управления цифровой трансформации производственных процессов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Краевский Николай Николаевич, старший эксперт бюро старших экспертов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

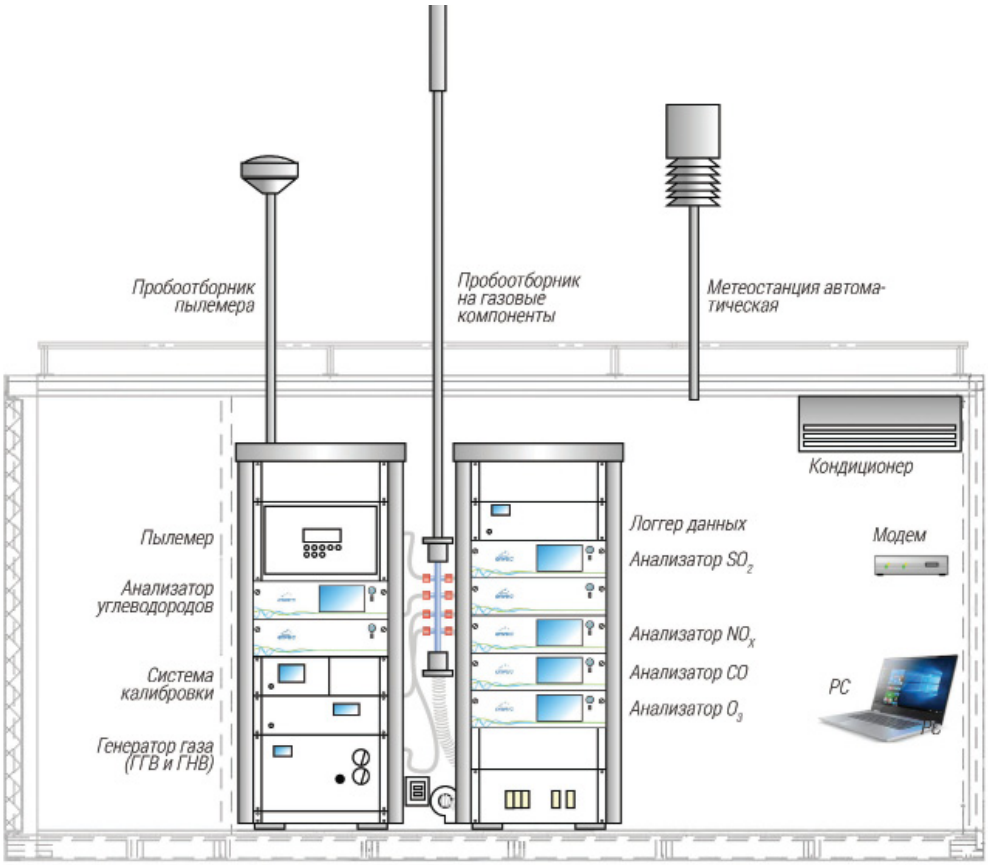
Ilyin Konstantin Olegovich, head of the division of robotization of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ilinko@bnipi.rosneft.ru

Gubaidullin Azat Gumarovich, ph.d., leading specialist of the division of digital transformation of gathering, transportation and treatment systems of “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Khalfin Ruzil Sagyytovich, head of the department of digital transformation of production processes, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Kraevsky Nikolai Nikolaevich, senior expert of the bureau of senior experts of “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Тенденции развития законодательства в области снижения негативного влияния предприятий на окружающую среду



АО «НеваЛаб» является одним из ведущих производителей станций мониторинга объектов окружающей среды, воздуха, в рамках Федерального проекта «Чистый воздух», систем автоматического контроля промышленных выбросов.

Опыт работы компании более 20 лет, в том числе в сфере охраны окружающей среды.

АО «НеваЛаб» активно принимает участие в разработке нормативных актов, проводит разработку и аттестацию методик выполнения измерений (МВИ).

Сегодня мы бы хотели осветить основные тенденции изменения природоохранного законодательства последнего времени в области охраны окружающей среды, затронув вопросы поддержки предприятий для внедрения природоохранных технологий, а также предстоящие измерения в нормативных актах.

В настоящее время большое внимание уделяется снижению негативного воздействия на окружающую среду промышленных предприятий. С этой целью в рамках национального проекта «Экология» создан Федеральный проект «Чистый воздух», задачей которого является снижение выбросов предприятий в 12 крупнейших промышленных центрах России [1]. Правительство Российской Федерации разрабатывает нормативно-правовую базу по поддержке предприятий, нацеленных на реализацию экологических программ, в том числе путем налоговых льгот, также внедрены меры бюджетной поддержки предприятий [2]. На сайте Минпромторга запущен навигатор мер поддержки [3], аналогичный справочник опубликован на сайте Фонда развития промышленности [4]. Экологическую направленность имеют федеральные программы и в других сферах деятельности.

Внедрению природоохранных проектов содействуют разработанные справочники наилучших доступных технологий (НДТ), в которых собраны способы производства продукции, определяемые на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды. Структура справочников в ближайшее время будет меняться. Планируется добавить разделы, помогающие практическому использованию справочника в выборе методов развития предприятий и оптимизации технологических процессов с целью снижения выбросов и сбросов.

Кроме поддержки предприятий в установке автоматических систем контроля выбросов, правительство РФ также выделяет средства на модернизацию станций загрязнения атмосферного воздуха. Программа усовершенствования инструментальной базы станций контроля атмосферного воздуха сейчас осуществляется в 12 городах. Измерительное оборудование, работающее в автоматическом режиме, и специально разработанное программное обеспечение «НеваЭко», созданное АО «НеваЛаб», помогает получать качественные и надежные данные о концентрациях загрязняющих веществ в воздухе в онлайн-режиме и передавать данные через защищенные беспроводные каналы. Станции автоматического контроля атмосферного воздуха помогут оценить влияние снижения выбросов предприятий при внедрении НДТ на качество воздуха в городах. Количество городов, участвующих в этой программе, с каждым годом увеличивается.

Основным достижением за 2021 год АО «НеваЛаб» является возможность **исследования пыли**, ее фракционного состава (в том числе по ГОСТ Р 56929) при нормировании качества атмосферного воздуха, в автоматическом режиме, с помощью станции контроля атмосферного воздуха.

В настоящее время проводится эксперимент (инициированный правительством РФ) по ограничению выбросов парниковых газов, предусматривающий квотирование выбросов [5]. Основной целью эксперимента является поддержка внедрения технологий сокращения выбросов парниковых газов и увеличения их поглощения, а также внедрение системы обращения углеродных единиц

и единиц выполнения квоты. Этот эксперимент проводится на о. Сахалин, географию эксперимента планируется расширить на другие субъекты РФ.

Законодательство меняется и в части инструментального анализа. Данные, полученные от автоматических систем контроля выбросов, теперь на многих предприятиях используются в рамках производственно-экологического контроля, целях инвентаризации выбросов. Все больше предприятий внедряет автоматические системы. Данные, полученные такими системами, используются также и для предиктивного анализа технологических процессов. Сейчас на предприятиях химической промышленности внедряются программно-аппаратные комплексы, позволяющие предсказывать ход технологического процесса на 30 минут вперед.

АО «НеваЛаб» ведет работу на постоянной основе по модернизации и оптимизации станций атмосферного воздуха, активно ведет разработки в части автоматических систем контроля выбросов. В настоящее время оказывается полный спектр услуг по **проектированию, изготовлению, поставке и вводу в эксплуатацию систем контроля выбросов на условиях «под ключ», включая гарантийное и постгарантийное обслуживание.**

В настоящее время профильными структурами РФ разрабатываются нормативные акты, регламентирующие передачу данных в программно-техническое обеспечение учета объектов, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду (ПТОУОНВОС). Особенность передачи данных в том, что каждый пакет данных будет заверен электронной подписью ответственного лица предприятия. Специалистами АО «НеваЛаб» уже разработан пакет ПО (рис. 1) для сбора и обработки данных автоматических систем контроля выбросов. В будущем этот программно-аппаратный комплекс позволит собирать, обрабатывать, хранить и передавать данные от систем контроля выбросов и сбросов, от передвижных (мобильных) лабораторий (рис. 2, 3). Таким образом, общества группы одной корпорации, используя одно программное обеспечение, смогут консолидировать данные экологического контроля со всех предприятий в одной точке.

Многие предприятия ведут активную работу в области внедрения технологий, способствующих снижению негативного влияния на окружающую среду. В настоящее время проводится большая работа по подаче заявок на получение комплексных экологических разрешений (КЭР) [6]. Это относится к предприятиям I категории по негативному воздействию на окружающую среду (НВОС) и части предприятий II категории. Природопользователи уже встретились с трудностями при подготовке документации на получение КЭР, что связано как с подготовкой документов, наличием данных инвентаризации, так и с наличием объективной информации по внедрению наилучших доступных технологий. Но все больше предприятия сейчас решаются на внедрение природоохранных технологий, получают комплексное экологическое разрешение и активно работают над снижением негативного воздействия на окружающую среду.

Литература

1. Федеральный проект «Чистый воздух». URL: https://www.mnr.gov.ru/activity/clean-air/
2. Федеральный закон «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 № 7-ФЗ ст. 17.
3. Минпромторг России. URL: https://gisp.gov.ru/navigator-measures
4. Фонд развития промышленности. Экологические проекты. URL: https://frprf.ru/zaymy/ekologiya/
5. Федеральный закон от 6 марта 2022 г. № 34 «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации».
6. Федеральный закон от 21.07.2014 № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».

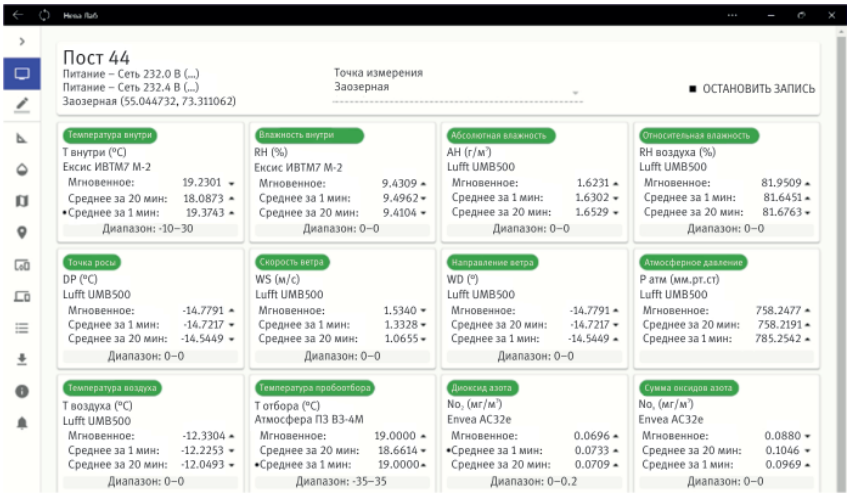


Рис. 1. Пример отображения данных с помощью ПО «НеваЭкотм»

188643, Ленинградская область, Всеволожский район, г. Всеволожск, ул. Заводская, д. 8, пом. 9
+7 (812) 336-32-00
info@nevalab.ru
www.nevalab.ru

Рис. 2. Система автоматического контроля промышленных выбросов

Рис. 3. Мобильная лаборатория контроля загрязнения атмосферы производства АО «НеваЛаб»

13–16 СЕНТЯБРЯ

ГОД ПЕТРА I 2022

GF

XI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ТМК — ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ПАРТНЕРЫ

Концерн ВКО Алмаз - Антей

Загорский трубный завод

ГАЗПРОМБАНК БАНК ГПБ (АО)

ГМС ГРУППА

РУМО

БАНК РОССИЯ АО «АБ «РОССИЯ»

Салаватский Катализаторный Завод

ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ

ОМК

ГАЗПРОМ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДНЫЙ ХОЛДИНГ

ФИНАНСОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ КОМПАНИЯ КОСМОС·НЕФТЬ·ГАЗ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2273)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-57-60 УДК 504.06 I Научная статья

Экологические вызовы при строительстве скважин в Ненецком автономном округе и пути их решения

Паршукова Л.А.[1], **Дерябин А.В.**[2]
[1]ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия
[2]ПАО «Сургутнефтегаз», Сургут, Россия
parshukovala@tyuiu.ru

Аннотация
В настоящее время Ненецкий автономный округ (НАО) — моноотраслевой экспортоориентированный субъект РФ, вся территория которого входит в Арктическую зону, представляющую экологически уязвимую природную среду. Базовая отрасль, формирующая экономику региона, — это добыча углеводородов. Увеличение объемов добычи влечет ухудшение экологической ситуации.

Материалы и методы
Материалы: фактические данные строительства наклонно направленной с горизонтальным окончанием скважины в НАО; технологический регламент на «Обоснование расположения добывающих/нагнетательных скважин кустовых площадок в условиях наличия многолетнемерзлых пород»; программный комплекс «Отходы 3.0» серии «Эколог»; федеральный классификационный каталог отходов.
Методы. Проанализированы основные проектные решения по сохранению многолетнемерзлых пород. Выполнена оценка экологической безопасности буровых отходов расчетным методом.

Ключевые слова
строительство скважин, класс опасности отходов бурения, растепление ММП, термокейс

Для цитирования
Паршукова Л.А., Дерябин А.В. Экологические вызовы при строительстве скважин в Ненецком автономном округе и пути их решения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 57–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-57-60

Поступил в редакцию: 26.03.2022

UDC 504.06 I Original Paper

Environmental challenges during well construction in the Nenets Autonomous Okrug and ways to solve them

Parshukova L.A.[1], **Deryabin A.V.**[2]
[1]Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia,
[2]"Surgutneftegas" PJSC, Surgut, Russia
parshukovala@tyuiu.ru

Abstract
Currently, the Nenets Autonomous Okrug (NAO) is a single–industry export-oriented subject of the Russian Federation, the entire territory of which is included in the Arctic zone. The basic industry that forms the economy of the region is the extraction of hydrocarbons. An increase in production volumes leads to a deterioration of the environmental situation.

Materials and methods
Materials: actual data on the construction of a directional well with a horizontal completion in the Nenets Autonomous Okrug; technological regulations for "Justification of the location of production/injection wells of cluster sites in the presence of permafrost"; software complex "Waste 3.0" series "Ecologist"; federal classification catalog of waste.
Methods. The main design solutions for the conservation of permafrost are analyzed. An assessment of the environmental safety of drilling waste was carried out by the calculation method.

Keywords
well construction, drilling waste hazard class, MMP thawing, thermocase

For citation
Parshukova L.A., Deryabin A.V. Environmental challenges during well construction in the Nenets Autonomous Okrug and ways to solve them. Exposition Oil Gas, 2022, issue 4, P. 57–60. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-57-60

Received: 26.03.2022

Введение

Актуальность работы обусловлена неизбежными экологическими вызовами при строительстве скважин в Ненецком автономном округе (НАО), входящем в Арктическую зону РФ, и необходимостью их решения. Нефтегазовая отрасль как у нас в стране, так и за рубежом, несмотря на постоянное совершенствование техник и технологий производственных процессов, до сих пор является одной из наиболее потенциально опасных по загрязнению окружающей среды. При строительстве скважин в НАО неизбежны криогенные процессы, связанные с деградацией многолетнемерзлых пород (ММП), оказывающие негативное влияние на экологическую обстановку, также неизбежны и отходы бурения.

В данной статье представлены результаты промыслового применения термокейса для предотвращения слияния ореолов протаивания соседних скважин, что позволяет уменьшить расстояние между устьями скважин, сократить размеры кустовой площадки и объемы грунта для ее отсыпки и обваловки, снизить трудозатраты и стоимость строительства скважин, улучшить экологическую

обстановку. В работе приведены результаты установления класса опасности отходов бурения расчетным методом, без траты времени на лабораторные исследования. Корректность результатов расчетного метода подтверждается итогами биотестирования в аккредитованной независимой лаборатории.

Краткие сведения по строительству наклонно направленных с горизонтальным окончанием скважин на месторождениях НАО

В таблицах 1–6 приводятся сведения по технико-технологическим параметрам строительства одной из скважин.

Основные проектные решения по сохранению окружающей природной среды

Для сохранения ММП в мерзлом состоянии и предотвращения протаивания и неравномерных осадок основания вертикальной планировкой предусмотрена отсыпка площадок высотой не менее 2 м (при высоте отсыпки менее 1,8 м предусмотрена укладка материала Пеноплэкс-45 толщиной 5 см как теплоизоляционного материала).

Отсыпку площадок следует вести в зимний период после промерзания грунта основания на глубину не менее 0,30 м, грунтом влажностью не более 10 %, слоями не более 0,3 м с уплотнением каждого слоя и обязательным контролем качества уплотнения.

При сооружении насыпи используется геотекстиль «Геоманит» в качестве армирующей прослойки, устраиваемой в нижней части насыпи, что позволяет повысить устойчивость основания насыпи земляного полотна площадок, снизить величину и неравномерность осадки. По периметру площадок запроектировано устройство обвалования высотой 1,0 м, шириной по верху 0,5 м. Для обеспечения устойчивости откосов от размыва атмосферными осадками и ветровой эрозии проектом предусмотрено укрепление откосов земляного полотна геоматами МТД 1-15 (300).

Поверх геомата засыпается торфопесчаная смесь (40 % торфа, 60 % песка) толщиной 8 см с посевом трав. Для предотвращения загрязнения окружающей среды в верхней части насыпи площадок устраивается геомембрана “Carbofol” (либо аналогичные материалы), по поверхности которой собираются стоки в лоток и направляются в емкость дождевых стоков. Сверху геомембраны предусмотрен защитный слой толщиной 0,3 м из песчаного грунта.

Исходя из опыта строительства и эксплуатации нефтедобывающих скважин при кустовом способе их размещения, можно предположить возникновение осложнений, вызываемых процессами оттаивания и обратного промерзания ММП. Эти осложнения способны привести к образованию приустьевых воронок, смятию обсадных колонн давлением обратного промерзания водосодержащих масс в межколонном и заколонном пространстве, несмотря на вышеописанные меры по недопущению растепления ММП.

На Новопортовском НГКМ, расположенном в тундре ЯНАО вдали от транспортной и энергетической инфраструктуры (аналогичного по размещению скважин в НАО), опробован способ оптимизации размещения скважин на кустовых площадках с целью сокращения расстояния между скважинами без осложнений, связанных с растеплением ММП при бурении и эксплуатации. Эффективным решением, позволяющим уменьшить зону растепления мерзлых пород вокруг скважины, является применение теплоизолирующих направлений (термокейсов). Термокейс — конструкция из двух стальных труб 426/630 мм с заполнением межтрубного пространства теплоизолирующим материалом — пенополиуретаном [1].

В результате внедрения данной технологии было достигнуто сокращение расстояния между устьями скважин с 20 до 9 м. В результате длина кустовой площадки сократилась с 500 до 360 м, что привело к сохранению площади тундры в 12,9 тыс. м^2. Уменьшились затраты на инженерную подготовку и сократилось время по отсыпке кустовых площадок [2].

Табл. 1. Конструкция наклонно направленной с горизонтальным окончанием скважины на одном из месторождений НАО
Tab. 1. Construction of curved well with horizontal ending at one of the fields in the NAO

Наименование колонны	Диаметр, мм	Тип соединения	Глубина (по вертикали), м	Высота подъема тампонажного раствора, м
Направление	426	НОРМ КБ	30	до устья
Кондуктор	323,9	ОТТМА	500	до устья
Промежуточная	244,5	Батресс	2 350	до устья
Эксплуатационная	177,8	Батресс	4 100	на 250 м по стволу выше башмака промежуточной колонны
Хвостовик — фильтр	114,3	Батресс	в интервале 3 950–4 130	нецементируемый
Пилотный ствол	220,7	-	в интервале 3 000–4 300	заливка при ликвидации
Примечание: Предусмотреть установку фильтров с заколонными разбухающими пакерами с расчетом установки через 100 м				
Длина горизонтальной части ствола 1 000 м				

Табл. 2. Конструкция скважин с термокейсом
Tab. 2. Construction of wells with a thermocase

Конструкция скважины	Диаметр долота, мм	Глубина спуска (по вертикали/ стволу), м	Назначение обсадной колонны
Термокейс — направление Ø 630/426 мм	393,7 с расширителем РШ 730	30/30	Направление термокейс изготавливается из стальных труб диаметром 426 и 630 мм по технологии «труба в трубе» с заполнением межтрубного пространства теплоизолирующим материалом — пенополиуретаном (ППУ). Затем термокейс спускают в скважину, и заколонное пространство цементируют. Термокейс предотвращает растепление ММП, уменьшает размеры кустовой площадки, сохраняет окружающую среду в районе расположения скважины
Кондуктор Ø 323,9 мм	393,7	500/500	Перекрытие неустойчивых слабосцементированных водонасыщенных песков, песчаников и глин, предотвращение осложнений при бурении под техколонну, связанных с осыпями и обвалами стенок и растеплением ММП. Глубина спуска кондуктора принимается 500 м по вертикали с установкой башмака в интервал устойчивых пород. Колонна оборудуется центрирующими фонарями и обратным клапаном типа ЦКОД, направляющим башмаком. Комплектуется обсадными трубами диаметром 244,5 мм с резьбовыми соединениями БТС
Техническая Ø 245,0 мм	295,3	2 350/2 400	Для перекрытия водонасыщенных интервалов 710–930 м, 2 080–2 090 м, 2 140–2 160 м
Эксплуатационная колонна Ø 178 мм	220,7	4 100/4 501	Цементирование колонны одноступенчатым способом с подъемом тампонажного раствора до устья. Комплектуется обсадными трубами отечественного производства диаметром 178 мм, марка стали – Д, Е с резьбовыми соединениями БТС. Оснастка ЭК включает направляющий башмак, обратный клапан ЦКОД-М, центрирующие фонари
Хвостовик Ø 114,3	152,4	4 130/5 501	Спуск хвостовика диаметром 114,3 мм с целью добычи нефти производится на бурильных трубах и фиксируется в ЭК на пакерующем устройстве ПХН 114/178

Авторы предлагают провести ОПР с применением термокейса на рассматриваемом месторождении. При этом произойдут изменения в конструкции скважины (табл. 2).

При строительстве скважин экологически значимым является процесс промывки, включающий технологические операции приготовления, циркуляции и обработки буровой промывочной жидкости.

Составы буровых растворов, применяемых на месторождении

В таблице 3 представлены сведения об основных реагентах, используемых при приготовлении буровых растворов.

Оценка экологической безопасности буровой промывочной жидкости расчетным методом

Установление класса опасности отходов бурения (отработанный буровой раствор (ОБР), буровой шлам (БШ), буровые сточные воды (БСВ)) может быть проведено экспериментальным, лабораторным методом, биотестированием и т.д. Это все требует длительных затрат времени на проведение эксперимента, поэтому в статье приводятся данные, полученные расчетным методом.

Оценка экологической безопасности буровой промывочной жидкости проведена путем установления класса опасности отхода (БШ, ОБР, БСВ) расчетным методом с применением программного комплекса «Отходы 3.0» серии «Эколог» в соответствии с [3].

Согласно расчету класса опасности отхода, отработанный буровой раствор, буровой шлам и буровые сточные воды относятся к IV классу опасности для окружающей среды.

Исходя из [3] расчетные данные об установлении класса опасности отхода необходимо подтвердить результатами биотестирования. Биотестирование, проведенное аккредитованной испытательной лабораторией на двух тест-объектах, подтвердило расчетный класс опасности отходов. Опыт работы в области проектирования строительства скважин показывает постоянство 4 класса опасности отработанного бурового раствора на биополимерной основе, варьирование компонентов и добавок не оказывает существенного влияния на изменение класса опасности отхода, в связи с их незначительным присутствием по отношению к общей массе отхода.

В соответствии с Регламентом по переработке и последующему использованию отходов бурения на месторождениях [4] и технологией обезвреживания отходов бурения методами химической коагуляции в блоках флокуляции и коагуляции мобильной комплексной установки по переработке бурового шлама (КУПБШ), смонтированной

Табл. 3. Реагенты, используемые при приготовлении буровых растворов
Tab. 3. Components of drilling fluids used at the field

Наименование компонента	Класс опасности
Техническая вода	4
Пластовая минерализованная вода	4
Бентонитовый глинопорошок ПБМВ	4
ПАЦ Celpol SL	3
ПАЦ AquaPAC-LV	3
Крахмал Фито-РК	4
Биополимер Гамаксан	4
KCl	3
ПАВ ПКД-515	4
Лубриойл (ЗГВ-205)	3
Бактерицид сонцид-8104	3
Пеногаситель ПЭС-1	4
Мраморная крошка Uralcarb	4

Табл. 4. Отходы при добыче нефти и газа (буровой шлам)
Tab. 4. Waste from extraction of oil and gas (drilling cuttings)

Название компонента	Ci, мг/кг	Wi, мг/кг	Ki
Влажность (вода)	615300.000	1000000.00000	0.61530
Цинк	12000.000	3727.59400	3.21923
Никель	1000.000	1930.69800	0.51795
Медь	1000.000	2404.09900	0.41596
Нефтепродукты	300000.000	15199.11100	19.73800
Железо	40000.000	2346.22900	17.04863
Кадмий	1000.000	48.32900	20.69151
Кальций	13000.000	4641.58900	2.80077
Марганец	8000.000	3511.19200	2.27843
Свинец	700.000	701.70400	0.99757
Сульфат-ионы	8000.000	10000.00000	0.80000
ИТОГО	1000000.000		69.12334

Примечание:
Состав отхода определен полностью. ΣKi = 69.123; 10 ‹ ΣKi ‹ = 100.
Класс опасности отхода: 4.
1. Ci — концентрация i-го компонента в отходе.
2. Wi — коэффициент степени опасности i-го компонента опасного отхода для ОПС.
3. Ki = Ci/Wi — показатель степени опасности i-го компонента опасного отхода для ОПС.

Табл. 5. Отходы при добыче нефти и газа (отработанный буровой раствор)
Tab. 5. Waste from extraction of oil and gas (used drilling fluids)

Название компонента	Ci, мг/кг	Wi, мг/кг	Ki
Влажность (вода)	980000.000	1000000.00000	0.98000
Цинк	6400.000	3727.59400	1.71693
Никель	500.000	1930.69800	0.25897
Медь	400.000	2404.09900	0.16638
Нефтепродукты	900.000	15199.11100	0.05921
Железо	5600.000	2346.22900	2.38681
Кадмий	200.000	48.32900	4.13830
Кальций	3200.000	4641.58900	0.68942
Марганец	500.000	3511.19200	0.14240
Свинец	800.000	701.70400	1.14008
Сульфат-ионы	1500.000	10000.00000	0.15000
ИТОГО	1000000.000		11.82851

Примечание:
Состав отхода определен полностью. ΣKi = 11.829; 10 ‹ ΣKi ‹ = 100.
Класс опасности отхода: 4.
1. Ci — концентрация i-го компонента в отходе.
2. Wi — коэффициент степени опасности i-го компонента опасного отхода для ОПС.
3. Ki = Ci/Wi — показатель степени опасности i-го компонента опасного отхода для ОПС.

Табл. 6. Отходы при добыче нефти и газа (буровые сточные воды)
Tab. 6. Waste from extraction of oil and gas (drilling waste water)

Название компонента	Ci, мг/кг	Wi, мг/кг	Ki
Влажность (вода)	984000.000	1000000.00000	0.98400
Цинк	4600.000	3727.59400	1.23404
Никель	400.000	1930.69800	0.20718
Медь	200.000	2404.09900	0.08319
Нефтепродукты	600.000	15199.11100	0.03948
Железо	5000.000	2346.22900	2.13108
Кадмий	200.000	48.32900	4.13830
Кальций	2000.000	4641.58900	0.43089
Марганец	1000.000	3511.19200	0.28480
Свинец	700.000	701.70400	0.99757
Сульфат-ионы	1300.000	10000.00000	0.13000
ИТОГО	1000000.000		10.66053

Примечание:
Состав отхода определен полностью. ΣKi = 10.661; 10 ‹ ΣKi ‹ = 100.
Класс опасности отхода: 4.
1. Ci — концентрация i-го компонента в отходе.
2. Wi — коэффициент степени опасности i-го компонента опасного отхода для ОПС.
3. Ki = Ci/Wi — показатель степени опасности i-го компонента опасного отхода для ОПС.

ООО СПАСФ «Природа» на территории буровой площадки, обезвоженный осадок отходов бурения перерабатывается с получением инертного наполнителя для шламонакопителя (по ТУ 2458-001-24975172-2011 от 08.07.2011 г.) и последующим использованием данного продукта для рекультивации шламонакопителя, находящегося на территории буровой площадки. Инертный наполнитель имеет сертификат соответствия РОСС RU.АГ92.Н00346 от 24.04.2012 г. [5–8].

Итоги

По результатам детальных фактических исследований технико-технологических параметров строительства наклонно направленных с горизонтальным окончанием скважин на месторождении получены следующие результаты:

- доказана эффективность применения термокейса путем сокращения времени и объемов грунта на отсыпку кустовой площадки, уменьшения материальных и временных затрат на строительство скважин, улучшения экологической обстановки;
- установление класса опасности отходов бурения расчетным методом позволило сократить материальные и временные затраты на лабораторные исследования по определению класса опасности отходов бурения;
- переработка твердой фазы буровых отходов с целью получения инертного наполнителя для буровых шламовых амбаров и последующее использование этого продукта для рекультивации шламовых амбаров способствовали улучшению экологической обстановки в районе кустовой площадки.

Выводы

Технология применения термокейсов позволяет существенно уменьшить размеры кустовой площадки и объемы грунта для ее отсыпки и обваловки. Это вносит коррективы в проектные решения по сохранению ММП в мерзлом состоянии.

Установление класса опасности отходов бурения расчетным методом рекомендовано применять непосредственно на производстве (как экспресс-метод), что позволит оперативно принимать решения по способу утилизации отходов (БШ, ОБР, БСВ).

Литература

1. Российская Федерация. Правительство РФ. Стратегия развития минерально-сырьевой базы Российской Федерации до 2035 года: Распоряжение № 2914-р от 22 декабря 2018 года. Москва: Кодекс, 2018. 57 с.
2. Девятьяров С.С., Трифонов А.В., Паздерин Д.С. Опыт применения теплоизолированных направлений для предотвращения оттаивания многолетнемерзлых грунтов на кустовых площадках Новопортовского нефтегазоконденсатного месторождения // Газовая промышленность. 2017. № 10. С. 36–38.
3. Методические указания по оценке загрязнения почвы химическими веществами: утверждены заместителем главного санитарного врача СССР от 13.03.87 № 4266-87. Москва: Минздрав СССР, 1987. 27 с.
4. Программа мониторинга окружающей природной среды и состояния недр на месторождениях НАО. Уфа: ООО «БашНИПИнефть», 2018. 140 с.
5. Паршукова Л.А. К вопросу очистки сточных вод от нефтегазовых объектов Западной Сибири // Известия высших учебных заведений: Нефть и газ. 2015. № 6. С. 104–108.
6. Паршукова Л.А. Основные направления рационального природопользования на предприятиях ТЭК // Известия высших учебных заведений: Нефть и газ. 2016. № 1. С. 120–124.
7. Федеральный классификационный каталог отходов: утвержден Приказом Росприроднадзора от 22.05.2017 г. № 242: вступил в действие с изменениями 04.20.2021 г. Москва. 2021. 31 с.
8. Отчет об оценке текущего фонового уровня загрязнения территории месторождений Ненецкого автономного округа. СПб.: ООО «Центр экологического проектирования, инжиниринга и инноваций», 2019. 47 с.

ENGLISH

Results

Based on the results of detailed actual studies of the technical and technological parameters of the construction of directional wells with a horizontal completion at the field, the following results were obtained:

- the effectiveness of the introduction of technology with the use of thermocase has been proven by reducing the time and volume of soil for filling the bush site, reducing the material and time costs for the construction of the well;
- the establishment of the hazard class of drilling waste by the calculation method has proved its effectiveness, while reducing the material and time costs of laboratory research;
- processing of the solid phase of drilling waste in order to obtain an inert filler for drilling slurry barns and the subsequent use of this product for the reclamation of slurry barns contributed to improving the environmental situation in the area of the bush site.

Conclusions

The technology of using a thermocase allows you to significantly reduce the size of the bush site and the volume of soil for its filling and boning. This makes adjustments to the design solutions for the preservation of the MMP in a frozen state.

The establishment of the hazard class of drilling waste by the calculation method is recommended to be used directly in production (as an express method), which will make it possible to make a decision more quickly on the method of waste disposal (BS, OBR, BSV).

References

1. Russian Federation: Strategy for the development of the mineral resource base of the Russian Federation until 2035 (Government Decree № 2914-r of 2018). Moscow: Codex, 2018, 57 p. (In Russ).
2. Devyatyarov S.S., Trifonov A.V., Pazderin D.S. Case record of using thermally insulated directions to prevent the defrosting of perpetually frozen soil at multiple well platforms of the Novoportovsky Oil and Gas Condensate Field. Gas industry, 2017, issue 10, P. 36–38. (In Russ).
3. Methodological guidelines for the assessment of soil contamination with chemicals: approved by the Deputy Chief Sanitary Doctor of the USSR dated 13.03.87 № 4266-87. Moscow: Ministry of Health of the USSR, 1987, 27 p. (In Russ).
4. The program for monitoring the environment and the state of the subsoil in the fields of the NAO: “BashNIPIneft” LLC, 2018, 140 p. (In Russ).
5. Parshukova L.A. To the issue of waste waters purification in West Siberia oil and gas field facilities. Oil and Gas Studies, 2015, issue 6, P. 104–108. (In Russ).
6. Parshukova L.A. The main directions of rational environmental management at fuel and energy complex enterprises. Oil and Gas Studies, 2016, issue 1, P. 120–124. (In Russ).
7. Federal Classification Catalog of waste: approved by Rosprirodnadzor Order № 242 dated 22.05.2017: entered into force with amendments 04.20.2021. Moscow: 2021, 31 p. (In Russ).
8. Report on the assessment of the current background level of pollution of the territory of the deposits of the Nenets Autonomous Okrug. St. Petersburg: “Center for Environmental Design, Engineering and Innovation” LLC, 2019, 47 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Паршукова Людмила Александровна, к.т.н., доцент,
ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет,
кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин», Тюмень, Россия
Для контактов: parshukovala@tyuiu.ru

Дерябин Андрей Владимирович, инженер,
ПАО «Сургутнефтегаз», Сургут, Россия

Parshukova Lyudmila Alexandrovna, ph.d, associate professor
Industrial University of Tyumen, department “Drilling oil and gas wells”, Tyumen, Russia
Corresponding author: parshukovala@tyuiu.ru

Deryabin Andrey Vladimirovich, engineer, “Surgutneftegas” PJSC, Surgut, Russia

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломна Московской области. Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям Заказчиков;
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений;
- Широкие возможности технических решений;
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов;
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

Российская Федерация, Московская область, г. Коломна, ул. 2 км Малинского шоссе, 10А

+7 (496) 616-70-08

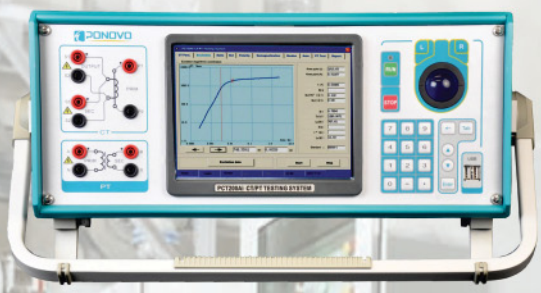
www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,
от решения к реализации

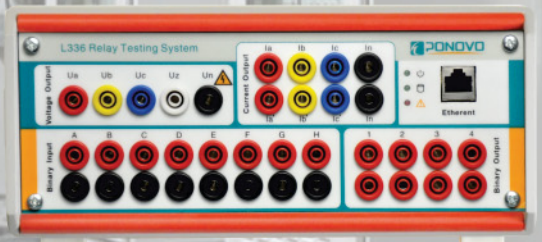
УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПРОВЕРКИ ВТОРИЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОПОДСТАНЦИЙ, ВКЛЮЧАЯ ЦПС

PONOVO



- Приборы для проверки традиционных и цифровых устройств РЗА (SV, GOOSE, PMU)

- Экспресс анализаторы параметров ТТ и ТН



- Анализаторы цифровых потоков сетей МЭК61850

EnLAB
ВЫЧИСЛЯЯ УВЕРЕННОСТЬ

ЗАО «ЭнЛАБ» — официальный представитель PONOVO
г. Чебоксары, ул. Нижегородская, д. 4
+7 (8352) 40-66-26
www.ennlab.ru, mail@ennlab.ru

мойбизнес
Чувашская Республика
Информация размещена на правах рекламы при содействии Центра «Мой Бизнес»