№3 (82) МАЙ 2021

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Адаптация ГТМ-модели с использованием сейсмического анализа

ГАЗПРОМ

Изучение статистического разброса толщины стенки магистрального нефтепровода

ЗАЛЕЖИ УВ

Влияние седиментации на продуктивность отложений

Ловушки нижне-среднеюрских отложений

Турнейские залежи

Чутырское газонефтяное месторождение

ТЕХНОЛОГИИ

Прогнозирование межочистного периода трубопровода

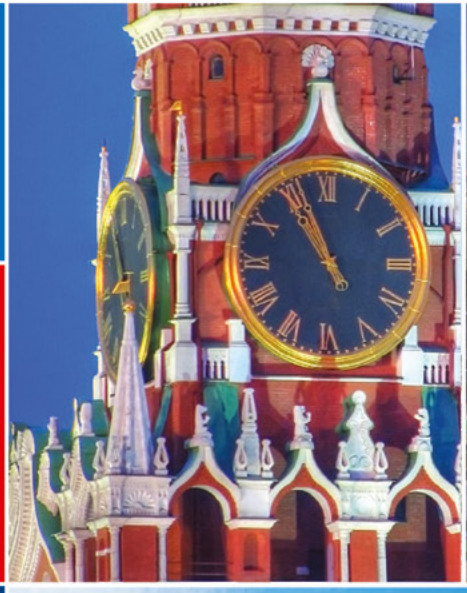
ЭЛАСТОПЛАСТ
Производство

Производство изделий из полиуретана для нефтегазовой отрасли

www.elastoplast.pro

МОРОЗОВСКИЙ
ХИМИЧЕСКИЙ ЗАВОД

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НАДЕЖНОСТЬ



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

www.tdmhz.ru

ДОЛГОВРЕМЕННАЯ ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ

БОЛЕЕ 50 ЛЕТ

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

Покупая материалы МОРОЗОВСКОГО ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА, вы получаете квалифицированное сервисное сопровождение и гарантийные обязательства на поставляемые ЛКМ и готовые покрытия

Сегодня на смену органосиликатным композициям приходит новое поколение материалов — полисилоксановые покрытия Армокот®

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ

более **20–25** лет

СТОЙКОСТЬ К УФ

покрытие **не выгорает**

сохраняет защитные и декоративные свойства на весь период эксплуатации

ТЕРМОСТОЙКОСТЬ

от **200** до **700 °C**

ЭЛЕКТРОИЗОЛЯЦИЯ

высокие

электроизоляционные свойства

ПОЖБЕЗОПАСНОСТЬ

класс пожарной опасности КМ1

покрытие **трудногорючее**

не распространяет пламя

НАНЕСЕНИЕ

до **–30 °C**

ПОЛИСИЛОКСАНОВЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОКОТ

АРМОФАЙЕР

ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

ЭПОКСИДНЫЕ И ПОЛИУРЕТАНОВЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АРМОТАНК

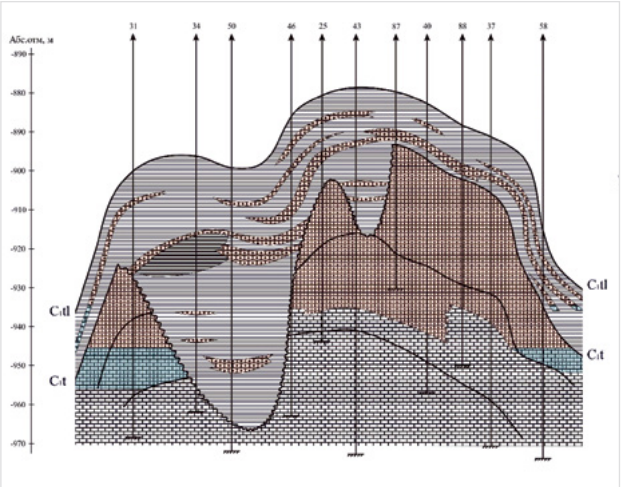
АО «Морозовский химический завод» вновь подтвердило своё звание надежного партнера и внесено в Реестр российских предприятий и предпринимателей, финансовое и экономическое положение которых свидетельствует об их надежности как партнеров для предпринимательской деятельности в Российской Федерации и за рубежом

АО «Морозовский химический завод», пос. им. Морозова, Ленинградская обл., Всеволожский район, ул. Чекалова, д. 3
+7 (81370) 35-136, info@tdmhz.ru

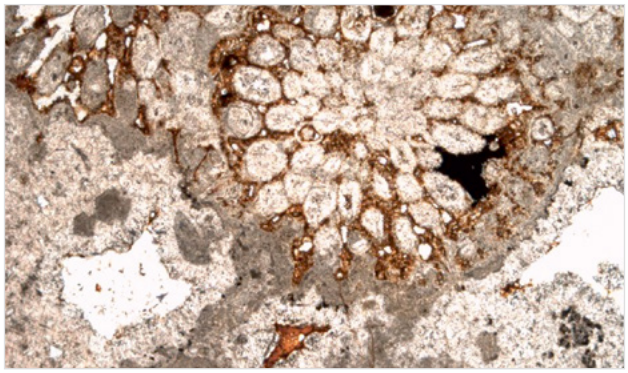
СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

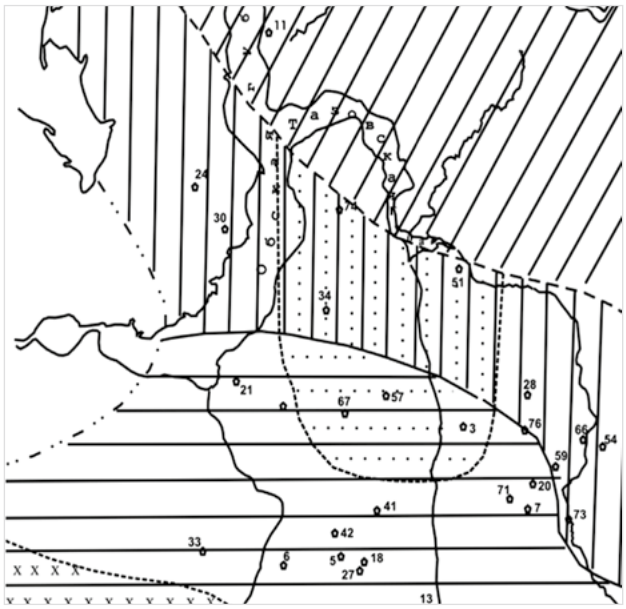
10 Арефьев Ю.М. О некоторых особенностях строения турнейских залежей на поднятиях с визейскими врезами



17 Хазиев Р.Р. Влияние условий седиментации на продуктивность пород-коллекторов казанских отложений



22 Пунанова С.А. Углеводородные системы и комбинированные ловушки нижне-среднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири



НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (82) май 2021

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 05-21/08-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 24.05.2021
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.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

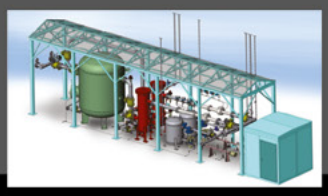
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

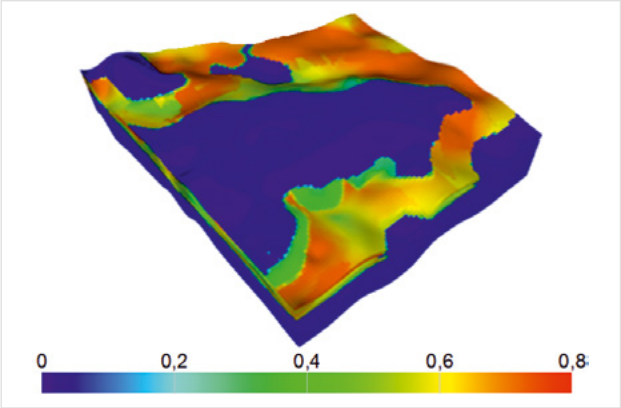
Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

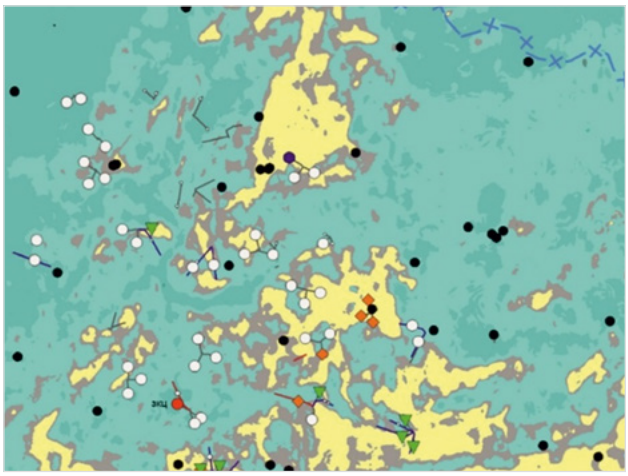
info@energas.ru www.energas.ru

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

29 Потапов К.Р. Выбор рациональной системы разработки газонефтяных месторождений с помощью многовариантного моделирования

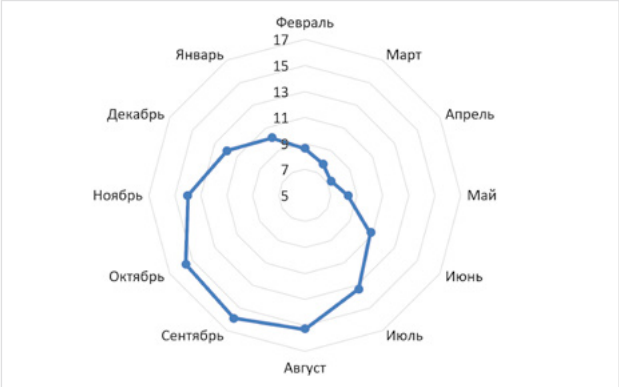


34 Горланов А.А. Адаптации геолого-технологической модели с использованием сейсмогеологического анализа на примере месторождения ЯНАО



ТРАНСПОРТИРОВКА

44 Вяткин К.А. Методика прогнозирования межочистного периода линейного трубопровода



50 Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса толщины стенки трубы на коэффициент концентрации напряжений от коррозионного дефекта

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
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.

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

- модельный ряд мощностью от 4 до 22 кВт
- изготавливаются на ресивере 500 и 900 литров
- изготовлены в сборе с фильтрами и осушителем
- низкие затраты на монтаж и обслуживание
- низкий уровень шума
- высокое качество сжатого воздуха

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

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5 65 12
+7 (4822) 73 41 17

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

CONTENT

UPSTREAM

10 Arefyev Yu.M. On some features of the structure of the tournaisian deposits on uplifts with visean-age cuts

17 Khaziev R.R. The influence of sedimentation conditions on the productivity reservoir rocks kazanian deposits

22 Punanova S.A. Hydrocarbon systems and combined traps of the lower-middle jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia

29 Potapov K.R. The selection approach for the efficient development method gas-and-oil fields based on multialternative calculations

34 Gorlanov A.A. Seismogeological analysis as a tool of history matching: YNAO Case Study

MIDSTREAM

44 Vyatkin K.A. Method for predicting the value of the inter-treatment period of a linear pipeline

50 Golofast S.L. Effect of statistical dispersion of pipe wall thickness on the stress concentration factor from corrosion defect

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 3 (82) may 2021

ISSUE DATE: 24.05.2021

CIRCULATION: 1 000 copies

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

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

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

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

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

MANAGERS:
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

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

Термочехлы iSHELL

iSHELL
изоляционные оболочки

Производство качественной съемной теплоизоляции

Термочехлы
на любую арматуру

Термочехлы на
КИП с электрообогревом

Термочехлы на блок
предохранительных клапанов

ФЛАГМАН

8 (800) 555 1008
www.gkflagman.com

Подписывайтесь на нас
в Instagram @gkflagman

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-10-13 УДК 550.8.013 I Научная статья

О некоторых особенностях строения турнейских залежей на поднятиях с визейскими врезами

Арефьев Ю.М.[1], **Андреева Е.Е.**[1], **Баранова А.Г.**[1], **Ионов Г.М.**[2]
[1]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия, [2]ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия
aee8277@rambler.ru

Аннотация
Статья посвящена проблеме достоверной оценки запасов нефти турнейских залежей на поднятиях с разноглубинными визейскими врезами. Основная цель настоящей работы: выявить геологические факторы, определяющие строение турнейских залежей и влияющие на оценку их запасов. На изучаемом поднятии турнейская залежь представляет собой эродированную поверхность карбонатных отложений кизеловского, черепетского и упино-малевского горизонтов, заполненную терригенным песчано-глинистым материалом тульско-бобриковского возраста, содержащим нефтенасыщенные песчаные пропластки, имеющие, скорее всего, гидродинамическую связь с основной турнейской залежью.

Материалы и методы
Изучение фрагмента структурной карты Западно-Ракашевского поднятия, кривые ГИС и заключения БКЗ по продуктивным отложениям нижнего карбона, геологический профиль нижнекаменноугольных отложений на изучаемом поднятии.

Ключевые слова
турнейские отложения, Мелекесская впадина, нефтяная залежь, визейские врезы, карбонатный коллектор

Для цитирования
Арефьев Ю.М., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Ионов Г.М. О некоторых особенностях строения турнейских залежей на поднятиях с визейскими врезами // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 10–13. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-10-13

Поступила в редакцию: 27.04.2021

UDC 550.8.013 I Original Paper

On some features of the structure of the tournaisian deposits on uplifts with visean-age cuts

Arefyev Yu.M.[1], **Andreeva E.E.**[1], **Baranova A.G.**[1], **Ionov G.M.**[2]
[1]Institute for Problems Ecology and Subsoil Use of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russia, [2]"Kara Altyn Enterprise", CJS, Almetyevsk, Russia
aee8277@rambler.ru

Abstract
The article devoted to the problem of reliable estimation of oil reserves of the tournaisian deposits on uplifts with different-depth visean-age cuts. The main purpose of this work: to identify the geological factors that determine the structure of the tournaisian deposits and influence the assessment of their reserves. On the studied uplift, the Tournaisian deposit is an eroded surface of the carbonate deposits of the kizelovian, cherepet, and upino-malevsky horizons, filled with terrigenous sand-clay material of the tula-bobrikovsky age, containing oil-saturated sand layers that most likely have a hydrodynamic connection with the main tournaisian deposit.

Materials and methods
Studying a structural map fragment of the West-Rakashev local uplift, well logging curves and logging conclusions for lower carboniferous-age productive sediments; geological profile of lower carboniferous deposits on the studied local uplift.

Keywords
tournaisian deposits, Melekess depression, oil deposit, visean-ag cuts, carbonate reservoir

For citation
Arefyev Yu.M., Andreeva E.E., Baranova A.G., Ionov G.M. On some features of the structure of the Tournaisian deposits on uplifts with visean-age cuts. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 10–13. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-10-13

Received: 27.04.2021

Введение
Турнейские отложения на территории Республики Татарстан (РТ) содержат значительные запасы нефти. Достоверная оценка последних зависит в первую очередь от особенностей строения нефтевмещающего резервуара и литологической неоднородности слагающих его пород. Наиболее характерной особенностью строения турнейского нефтевмещающего резервуара, контролируемого нижнекаменноугольными структурными поднятиями, является формирование в кровельной части резервуара (иногда и в подошвенной), так называемых посттурнейских «врезов», имеющих в плане извилистые очертания и различную ширину и глубину [1–3]. Врезы заполнены терригенными породами: аргиллитами, алевролитами, песчаниками, прослоями и линзами углей и глинисто-углистых сланцев. Из-за развития врезов поверхность нефтевмещающего резервуара имеет сложную дифференцированную поверхность — своего рода мозаику блоков различной высоты,

ограниченных врезовыми бортами неодинаковой крутизны [4].

Выбор в качестве объекта исследования залежей нефти в отложениях турнейского возраста продиктован тем, что в карбонатных породах-коллекторах нижнего и среднего карбона сосредоточены значительные запасы нефти. Изученное месторождение располагается в пределах восточного борта Мелекесской впадины.

Анализ полученных результатов

Ярким и отнюдь не единичным примером подобного нефтевмещающего турнейского резервуара с визейскими врезами служит Западно-Ракашевское локальное поднятие месторождения нефти, приуроченного к восточному борту Мелекесской впадины (рис. 1, 2). Современная турнейская поверхность поднятия имеет эрозионно-карстовую природу: врез отпрепарировалверхнетурнейскую поверхность (участками и нижнетурнейскую) как в сводовой части поднятия, так и на его крыльях (рис. 1).

Наиболее глубокая часть вреза отмечается в районе скважины № 52 (-972,0 м) в северо-западной части поднятия (рис. 1); глубина вреза по отношению к сводовой части поднятия (скв. № 87) составляет 80 м (рис. 2). Терригенные породы радаевско-бобриковского возраста во врезе залегают на размытой и закарстованной поверхности карбонатных пород кизеловского, черепетского, упино-малевского горизонтов турнейского яруса и заволжского надгоризонта фаменского яруса верхнего девона. При размере поднятия по кровле тульского горизонта 2,6×1,5 км, мало отличающейся от размеров турнейской-палеоструктуры, ширина вреза на разных его участках меняется от 250 до 900 м. Турнейское палеоподнятие, по данным бурения и сейсморазведочных работ, оказалось расчлененным на четыре блока, в пределах которых толщина тульско-бобриковских отложений составляет 14–20 м, тогда как во врезах она увеличивается до 67 и более метров.

На поднятии выделяются две турнейские залежи, разделенные врезом (рис. 1, 2) глубиной до 64 м: северо-западная (район скв. № 31) относительно небольших размеров и большая по площади залежь, занимающая центральную и юго-восточную части поднятия. По данным ГИС скв. № 47, 58, 51, большая по площади залежь имеет водонефтяной контакт ВНК на асб. отм. -945,0 м. Скважины № 47 и 58 находятся в периклинальной части поднятия; скв. № 51 — на его северо-восточном крыле, а в направлении сводовой его части турнейские нефтеносные интервалы подстилаются плотными известняками упино-малевского и заволжского возрастов (рис. 2). По сути, залежь по типу является не массивной, а пластово-сводовой с широкой водонефтяной зоной. В пределах вреза залежь по периметру экранируется глинистыми терригенными породами, выполняющими врез. По данным ГИС скв. № 31, вскрывшей северо-западную залежь, подошва нефтенасыщенного интервала отбивается в ее разрезе на абс. отм. -951,0 м, кровля водоносного — на -957,0 м; то есть по типу это также залежь пластово-сводовая. Определение типа залежи имеет в данном конкретном случае практико-методическое значение: для оценки ее запасов следует строить карту по подошвенной части залежи, чтобы не увеличивать ее объем, приходящийся на интервал от абсолютных отметок подошвы гипсометрически нижнего нефтеносного прослоя в конкретной скважине до принятого

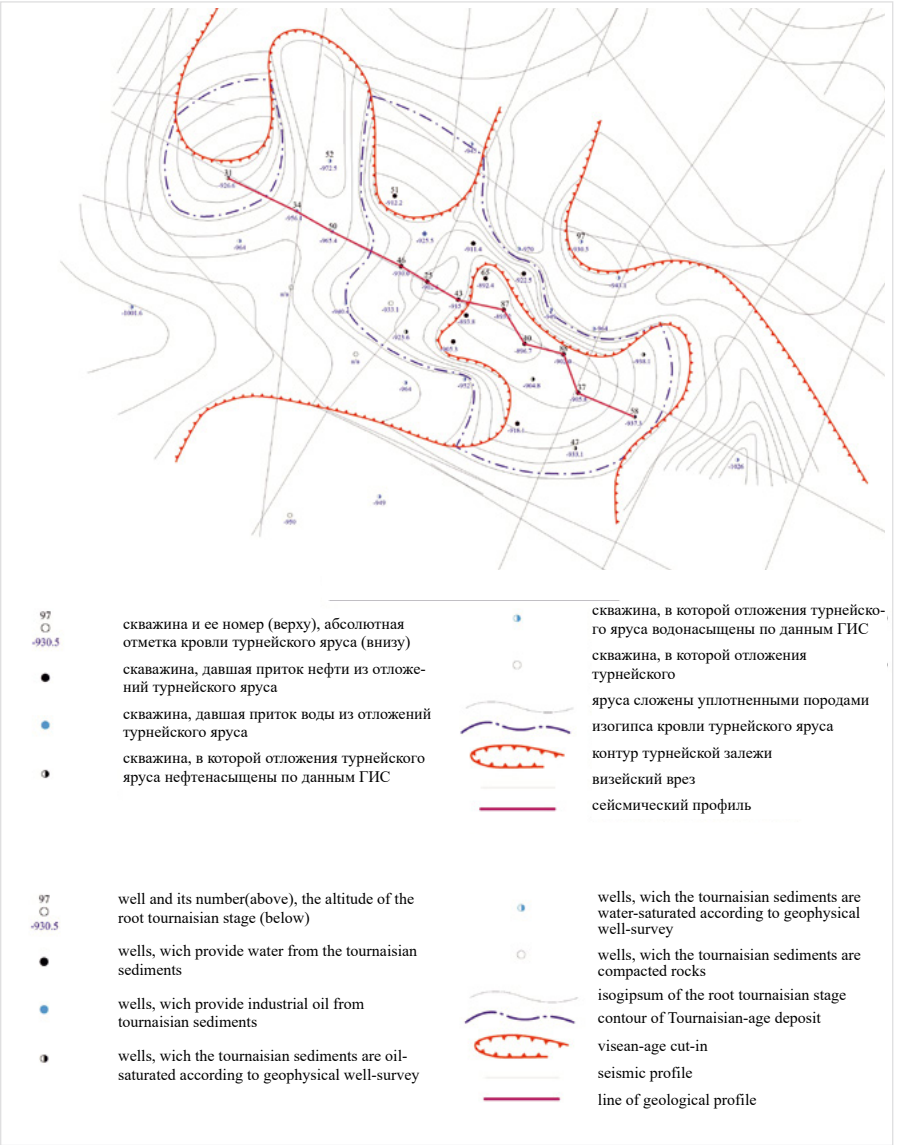


Рис. 1. Фрагмент структурной карты по кровле турнейского яруса Западно-Ракашевского поднятия
Fig. 1. Fragment of the structural map on the roof of the Tournaisian stage of the West Rakashevsky anticlinal structure

для подсчета ВНК залежи. Например, для скв. № 43, 87 и 88 этот интервал, сложенный плотными известняками, составляет 11–12 м.

На блоке, вскрытом скв. № 97 и располагающемся на абсолютной отметке выше принятого для основной залежи ВНК (-945 м), при положении в ней кровли турнейского яруса на абсолютной отметке -930,0 м, то есть на 15 м выше принятого по ГИС ВНК, после перфорации интервала от -932,0 до -936,0 м был получен приток пластовой воды. Таким образом, на разных по высотному положению участках турнейского поднятия, подвергшегося воздействию интенсивных эрозионных и карстовых процессов, гипсометрическое положение ВНК залежей может значительно отличаться.

В этой связи возникает проблема соотношения нефтенасыщенных турнейских интервалов с пластами (линзами) терригенных пород (песчаников и проницаемых алевролитов) в скважинах соответственно прибортовых и врезовых, например, № 25 и 46 (рис. 2). Нефтенасыщенные песчаники во врезовых скважинах и нефтенасыщенные известняки в соседних вневрезовых скважинах, если они находятся на тех же или близких по значению абсолютных отметках, могут находиться:

- в гидродинамической связи и образовывать сложный нефтевмещающий резервуар с различными по литолого-петрографическому типу породами и разными показателями коллекторских свойств. Это возможно при «утыкании» пласта (линзы) песчаника в борт вреза, ограничивающего турнейскую залежь;
- пласт (линза) может выклиниваться в направлении борта и представлять самостоятельный (замкнутый на профиле) объект.

Без специальных исследований говорить о наличии гидродинамической связи (или ее отсутствии) не представляется возможным. Решение этой проблемы важно как для методики подсчета запасов подобных сложных объектов, так и для выбора наиболее оптимальной системы их разработки.

Эрозионно-карстовые процессы в посттурнейское время связаны с глобальной перестройкой земной поверхности на рубеже нижне- и среднекаменноугольного периодов. В результате последовавшей регрессии обширного морского бассейна, покрывавшего восток Русской платформы, турнейские отложения были выведены на дневную

поверхность. На образовавшемся материке сложились все необходимые условия, благоприятные для развития эрозии и карста: литологические, климатические, атмосферные. Преобразование турнейской поверхности происходило в течение всего елховско-радаевского времени. Трансгрессия морского бассейна в позднерадаевское-раннебобриковское время привела к восстановлению режима морского осадконакопления сначала во врезах, а в тульское время — повсеместно на всем востоке Русской платформы. Все типы терригенных пород — как во врезах, так и перекрывающие оставшуюся от разрушения турнейскую толщу вне врезов — морские отложения с типичными для них формами залегания в виде более или менее протяженных линз с изменяющейся на коротких расстояниях толщиной. Среди них отмечаются глыбовые обломки известняков, связанные с обрушением во время трансгрессии карнизов и выступов на бортах врезов. Подобные обломки могут приниматься за турнейскую поверхность, что искажает нередко соотношение водо- и нефтенасыщенных интервалов турнейской толщи: эти водонасыщенные обломки «запечатаны» в радаевско-бобриковских аргиллитах и могут залегать на одном гипсометрическом уровне с нефтенасыщенными турнейскими известняками.

Этот весьма существенный отрезок геологической истории нижнекаменноугольного времени определил сложность строения турнейских залежей на поднятии: их тип, высотное положение ВНК, неоднородность турнейских пород, их соотношение по латерали с терригенной толщей в бортовых частях вреза

Итоги

В ходе работы установлено следующее:

- на изучаемом поднятии выделяются две турнейские залежи, разделенные эрозионным врезом;
- в пределах вреза залежь по периметру экранируется глинистыми терригенными породами, выполняющими врез;
- существует вероятность наличия гидродинамической связи между турнейской залежью и залежами во врезовой части;
- турнейская эрозионная поверхность сформировалась в результате регрессии обширного морского бассейна, покрывавшего восток Русской платформы; из-за чеготурнейские отложения были выведены на дневную поверхность и подверглись процессам денудации.

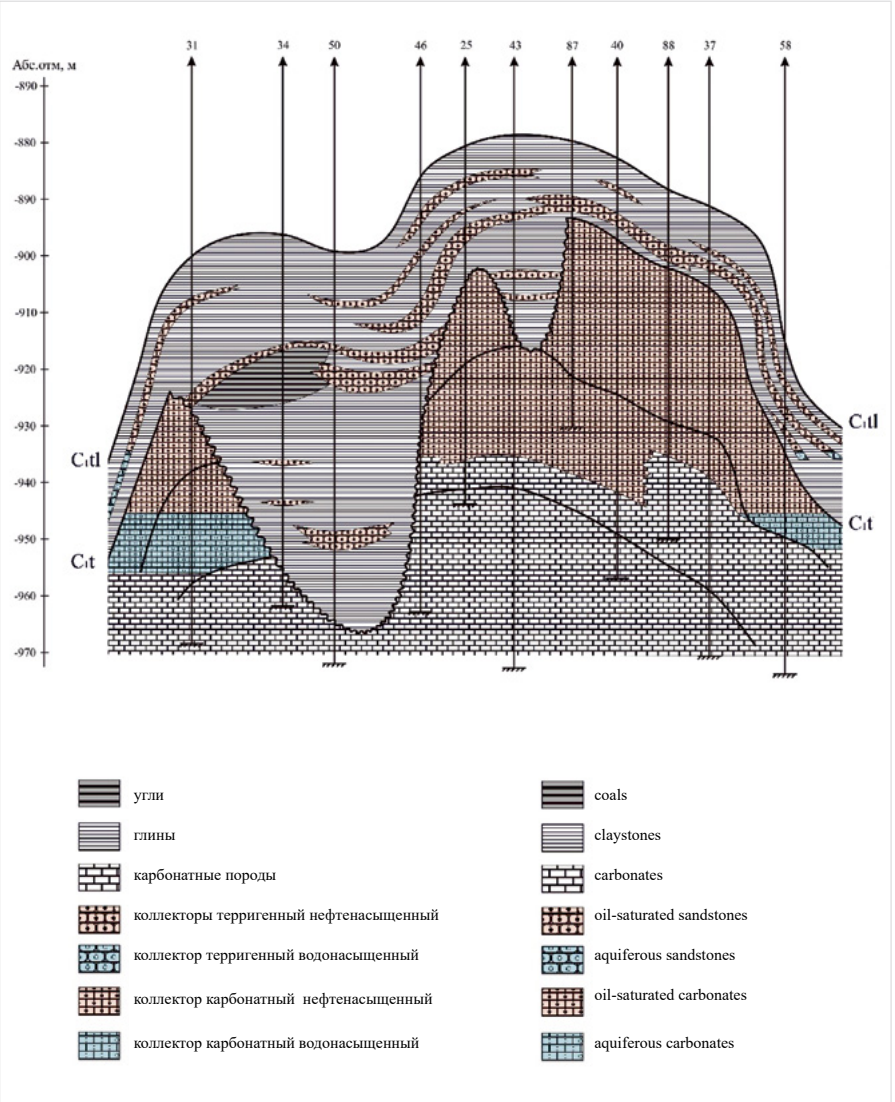


Рис. 2. Геологический профиль нижнекаменно-угольных отложений Западно-Ракашевского поднятия
Fig. 2. Geological profile of the lower carboniferous sediments of the West Rakashevsky anticlinal structure

Выводы

Таким образом, на поднятиях с турнейской нефтяной залежью и наличием визейских врезов на них необходимо:

- выполнить анализ как врезовых частей, разделяющих блоки с минимальной толщиной тульско-бобриковских отложений, так и самих блоков с нефтенасыщенным и турнейскими интервалами — для выявления типа турнейских залежей на блоках и возможного разновысотного положения их ВНК на разных блоках;
- проследить характер соотношения прослоев и линз нефтенасыщенных или водонасыщенных песчаников во врезах с бортовыми частями врезов, представленных нефтенасыщенными известняками;
- отдельное внимание уделить участкам врезов в бортовых частях с большой глубиной вреза и проанализировать возможность наличия гидродинамической связи пластов песчаника (которые возможно «утыкаются» в борт вреза) с водоносной частью залежи или отсутствия такой связи.

Литература

1. Войтович Е.Д., Гатиятуллин Н.С. Тектоника Татарстана. Казань: КГУ, 2003. 132 с.
2. Валеева С.Е., Баранова А.Г. Влияние условий седиментации на формирование пород-коллекторов бобриковско-радаевских отложений. Геология в развивающемся мире. Пермь: ПГНИУ, 2015. Т. 1. С. 360–363.
3. Ларочкина И.А. Принципы расчленения, идентификации и корреляции терригенных нижнекаменноугольных отложений // Георесурсы. 2005. № 2. С. 15–18
4. Мухаметшин Р.З. Палеоврезы и их роль в освоении трудноизвлекаемых запасов нефти. М.: Геоинформарк, 2006. 80 с.

ENGLISH

Results

In the course of this work, the following was established:

- on the studied uplift, two Tournaisian deposits are distinguished, separated by an erosion cut-in;
- within the incision, the deposit along the perimeter is shielded by clayey terrigenous rocks that perform the incision;
- there is a possibility of a hydrodynamic connection between the Tournaisian deposit and the deposits in the cut-in part;
- the Tournaisian erosion surface was formed as a result of the regression of the vast marine basin that covered the east of the Russian Platform; because of this, the Tournaisian sediments were brought to the day surface and underwent denudation processes.

Conclusions

Thus, on the uplifts with the Tournaisian oil deposit and the presence of Visean incisions on them, it is necessary to:

- perform an analysis of both the cut parts separating the blocks with the minimum thickness of the tula-bobrikovsky-age deposits, and the blocks themselves with oil-saturated tournaisian intervals – to identify the type of tournaisian deposits on the blocks and the possible different-height position of their oil-water contact on different blocks;
- to trace the nature of the ratio of interlayers and lenses of oil-saturated or water-saturated sandstones in the incisions with the side parts of the incisions represented by oil-saturated limestones;
- pay special attention to the sections of incisions in the side parts with a large depth of the incision and analyze the possibility of a hydrodynamic connection of sandstone layers (which may "stick" into the side of the incision) with the aquifer part of the deposit or the absence of such a connection.

References

1. Voitovich E.D., Gatiyatullin N.S. Tectonics of Tatarstan. Kazan: KSU, 2003, 132 p. (In Russ).
2. Valeeva S.E., Baranova A.G. Influence on the formation of sedimentation reservoir rocks Bobrikovsky-Radaevsky deposits. Geology in the Developing World. Perm: PGNIU, 2015, Vol. 1, P. 360–363. (In Russ).
3. Larochkina I.A. Principles of subdivision, identification and correlation of terrigenous Lower Carboniferous deposits. Georesources, 2005, issue 2, P. 15–18. (In Russ).
4. Mukhametshin R.Z. Paleo-incisions and their role in the development of hard-to-recover oil reserves. Moscow: Geoinformark, 2006, 80 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Арефьев Юрий Михайлович, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Arefyev Yuri Mikhailovich, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: aee8277@rambler.ru

Andreeva Evgeniya Evgenevna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
Corresponding author: aee8277@rambler.ru

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

Baranova Anna Gennadevna, senior researcher, laboratory of geological and environmental modeling, IPEN, RT Academy of Sciences, Kazan, Russia

Ионов Геннадий Михайлович, начальник геологического отдела ЗАО «Предприятие Кара Алтын», Альметьевск, Россия

Ionov Gennady Mikhailovich, head of the geological department of "Kara Altyn Enterprise", Almetyevsk , Russia

INTECH

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ
7-11 ИЮНЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ — ДОБЫЧА НЕФТИ И ГАЗА,
РЕМОНТ И БУРЕНИЕ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
6-10 СЕНТЯБРЯ 2021, ЯЛТА КРЫМ

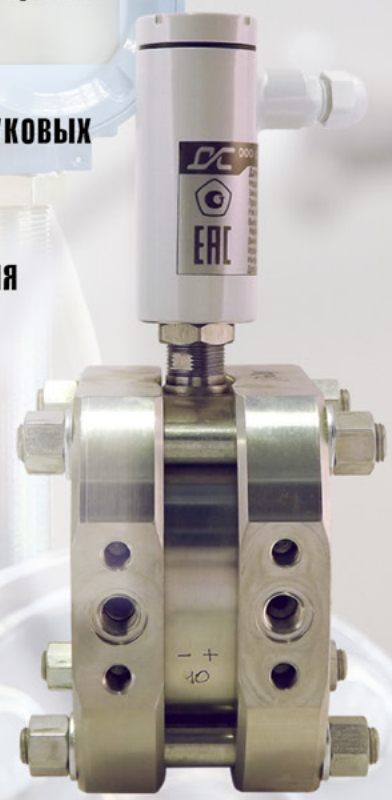
+7 3452 520-958
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ:

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



ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

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

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

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

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

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

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

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

Услуги компании «Датчики и системы»:

1. Ремонт — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание.

2. Поверка — мы осуществляем первичную и межинтервальную поверку приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ.

Юридический адрес: Ростов-На-Дону, пер. 4-Й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х.Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3
8 800-600-75-45
+7 (863) 206-06-81
inbox@piezo.su

Исследование

Передовые телекоммуникационные решения
Решение для быстрого развертывания

Производство

Цифровое решение для нефтедобычи
Решение для мобильного офиса

Трубопровод

Цифровое трубопроводное решение
Искробезопасное решение

НПЗ

Интеллектуальная коммуникация
Умная система заказов на работу
Интеллектуальное позиционирование в помещении

Как ведущий мировой лидер в области профессиональных, частных телекоммуникационных решений, Hytera использует передовые технологии, чтобы помочь нефтегазовым компаниям повысить производительность, одновременно снижая затраты за счет цифровизации и информатизации. Имея полный портфель инновационных решений для конвергентной связи, мы предлагаем индивидуальные решения, отвечающие разнообразным эксплуатационным требованиям.

Связаться с нами: Email: info@hytera.ru Тел.: +7 (495) 669 68 90 www.hytera.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-17-21 УДК 551.3 I Научная статья

Влияние условий седиментации на продуктивность пород-коллекторов казанских отложений

Хазиев Р.Р.[1], **Мударисова Р.А.**[2], **Волков Ю.В.**[1,2], **Анисимова Л.З.**[1]
[1]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия, [2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия
radmir361@mail.ru

Аннотация
Тенденция нарастающих объемов добычи нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции требует наращивания минерально-сырьевой базы путем открытия новых месторождений или ввода в разработку трудноизвлекаемых (нетрадиционных) запасов углеводородов. В Республике Татарстан нетрадиционными являются природные битумы (ПБ) или сверхвязкие нефти (СВН) казанского яруса, которые в настоящее время не вовлечены в разработку. Месторождения СВН в отложениях казанского яруса обычно представляют собой совокупность залежей, приуроченных к преимущественно карбонатным коллекторам, представляющих сложный коллектор в плане выработки запасов. Одним из таких месторождений является Горское месторождение СВН, расположенное на восточном борту Мелекесской впадины, на границе Республики Татарстан и Самарской области. В работе проведен литолого-фациальный анализ казанских отложений по данным кернового материала. Выделены наиболее перспективные участки выработки запасов по данным литологического описания кернового материала и опробования продуктивных пластов.

Материалы и методы
Теоретические: литолого-фациальные карты казанских отложений на территории Татарстана; концепция литолого-фациального анализа.
Практические: табличные данные с детальным описанием кернового материала из поисковых скважин в пределах Горского месторождения, фотографии шлифов казанских отложений.

Ключевые слова
фациальный анализ, сверхвязкие нефти, карбонатный коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, наложенный эпигенез

Для цитирования
Хазиев Р.Р., Мударисова Р.А., Волков Ю.В., Анисимова Л.З. Влияние условий седиментации на продуктивность пород-коллекторов казанских отложений // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 17–21. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-17-21

Поступила в редакцию: 27.04.2021

UDC 551.3 I Original paper

The influence of sedimentation conditions on the productivity reservoir rocks kazanian deposits

Khaziev R.R.[1], **Mudarisova R.A.**[2], **Volkov Y.V.**[1,2], **Anisimova L.Z.**[1]
[1] Institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan academy of sciences, Kazan, Russia, [2]Kazan federal university, Kazan, Russia
radmir361@mail.ru

Abstract
The trend of increasing oil production in the Volga-Ural oil and gas province requires increasing the mineral resource base by opening new fields or entering into development of hard-to-recover (unconventional) hydrocarbon reserves. In Tatarstan Republic, natural bitumen (NB) and super-viscous oils (SVO) of the Kazanian stage are unconventional, which are not currently involved in development. SVO deposits in Kazanian stage sediments are usually a set of deposits confined to mainly carbonate reservoirs, representing a complex reservoir in terms of reserve development. One of these deposit is the Gorskoye SVO field, located on the Eastern side of the Melekess Depression, on the border of the Tatarstan Republic and the Samara Region. In present work, a lithological and facies analysis kazanian-age sediments was carried out based on the core material data. The most promising areas of reserves development are identified according to the data of the lithological description of the core material.

Materials and methods
Theoretical: lithological and facial maps of Kazanian sediments in the territory of Tatarstan; the concept of lithofacial analysis.
Practical: tabular data with a detailed description of the core material from the exploratory wells within the Gorsky field, photos of the Kazan sediment sections.

Keywords
facies analysis, syper-viscous oils, carbonate reservoir, filtration-capacitance properties, imposed epigenesist

For citation
Khaziev R.R., Mudarisova R.A., Volkov Y.V., Anisimova L.Z. The influence of sedimentation conditions on the productivity reservoir rocks kazanian deposits. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 17–21. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-17-21

Received: 27.04.2021

Введение

Палеоклиматические условия седиментации осадочных отложений напрямую определяют формирование как пород-коллекторов, природных резервуаров тяжелых нефтей и природных битумов, так и пород-покрышек, запечатывающих залежь и препятствующих их разрушению.

На территории Республики Татарстан (РТ) разведанные и поставленные на баланс запасы сверхвязких нефтей (СВН) сосредоточены: в терригенных отложениях уфимского яруса; в карбонатных отложениях казанского и частично сакмарского ярусов.

Следует отметить, что более половины всех числящихся на балансе запасов нефти сосредоточены в карбонатных резервуарах пермской системы [1]; и не исключено, что в будущем может быть поставлена задача вовлечения в разработку залежей СВН, сосредоточенных в карбонатном коллекторе.

Однако выработка запасов нефтей из карбонатных коллекторов несколько отличается от разработки терригенных коллекторов; основные сложности связаны с изменчивостью структуры пустотного пространства карбонатного коллектора в латеральном и вертикальном направлении, что в свою очередь создает сложности при выборе места успешного заложения новых скважин или бурения боковых стволов в вертикальных скважинах.

Вышеописанные факты определяют карбонатный тип резервуара как приоритетный для фундаментальных исследований.

Исходным материалом для исследований послужили табличные данные послойного описания кернового материала скважин, вскрывших казанские отложения в пределах Горского месторождения СВН (данные взяты из электронной базы «битум-банк» кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, КФУ).

Теоретическая часть

Изучаемое месторождение в тектоническом плане расположено в пределах Мелекесской впадины, где основной продуктивный горизонт — отложения казанского яруса (рис. 1); территориально эта область приурочена к южной части РТ.

Согласно предыдущим исследованиям ученых-геологов, изучавших пермские отложения, в том числе и казанские [5, 7, 8, 9, 11], южный и юго-восточный район Татарстана представлен хемогенными карбонатно-сульфатными отложениями, формировавшимися в условиях лагун и мелководного морского бассейна. По рассмотренным авторами литолого-фациальным картам казанских отложений [2] и табличному описанию кернового материала на Горском месторождении эти данные подтверждаются.

Табл. 1. Условия обитания организмов в палеозойское время [4]
Tab. 1. Habitat conditions of organisms in the paleozoic time [4]

Фауна	Условия обитания организмов в палеозойской эре
Фораминиферы, мшанки	Большинство мшанок и фораминифер палеозоя были обитателями мелководья в теплых тропических морях, в зоне подвижного мелководья
Брахиоподы	Брахиоподы палеозоя и мезозоя населяли обширные области мелководья (30–200 м), и только в третичное (олигоцен-миоценовое) время они продвинулись на большие глубины
Пелециподы	Двустворчатые моллюски в палеозой-кайнозойское время обитали на поверхности, особенно в мелководных зонах и на плотных грунтах. Они прикреплялись «биссусом» — пучком органических волокон, оплетая этими нитями камни, раковины и другие предметы
Кораллы	Кораллы палеозоя в значительной степени зависели от света, они процветали лишь в достаточно освещенных слоях воды, что подтверждает находки их останков лишь в отложениях со сходной палеогеографической обстановкой. Эти данные позволяют сделать вывод, что коралловые полипы существовали на глубинах до 50 м, т.е. в неритовой зоне моря. Будучи представителями прикрепленного бентоса, кораллы нуждались в твердом субстрате — твердых участках дна, выступах пластов горных пород, скоплениях скелетных остатков отмерших организмов. Вместе со строматопоратами колониальные кораллы прошлого образовывали массивные постройки типа биогермов и рифов

Анализ полученных результатов

По макроописанию отложения казанского яруса представлены трещиноватыми и порово-трещинными доломитами и известняками; в некоторых случаях тонким переслаиванием доломитов с гипсами. Описание кернового материала выполнено с высокой детальностью — в большинстве скважин выявлены фаунистические остатки, такие как пелециподы, брахиоподы, кораллы. В шлифах чаще всего встречаются мшанки (рис. 2) и переотложенные неидентифицированные фаунистические остатки (сходные с фораминиферами).

В таблице 1 приведены сравнительные условия обитания биоты в палеозойское время. По данным таблицы 1, фаунистические остатки характерны для условий мелководного морского бассейна, что также согласуется с предыдущими исследованиями.

Следующей задачей в настоящей работе было построение карты литотипов на месторождении. В таблице 2 показаны данные описания кернового материала по 16 скважинам. Здесь выделены 2 основных литотипа: карбонатный (I) и карбонатно-сульфатный (II).

По изменчивости литотипов (I) и (II) построена литологическая карта Горского месторождения (рис. 3).

При рассмотрении карты видно, что центральная, южная и северо-восточная части — область развития карбонатов; северная, юго-восточная и западная части характеризуются переслаиванием карбонатов и сульфатов. Учитывая данные таблицы 2, где карбонатно-сульфатные отложения представлены переслаиванием доломитов и гипсов (район скв. 100, 103, 131, 149), возможны 2 механизма формирования этих участков.

1. Зоны формирования данного литотипа представляли собой заливы и лагуны, формировавшиеся вдоль атолла. При рассмотрении карты изопахит камышлинских отложений (рис. 4) видно, что в центральной и северо-восточной части месторождения (область распространения литотипа (I)) наблюдаются большие толщины (от 10 до 18 м) по сравнению с областью распространения литотипа (II).

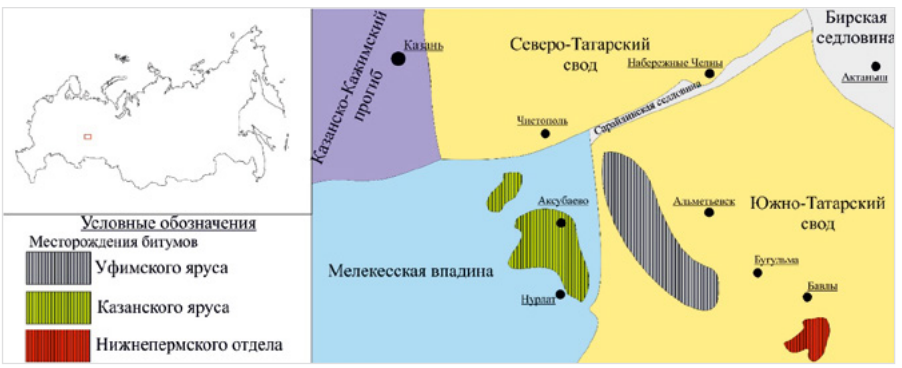


Рис. 1. Карта битумных месторождений южной и юго-восточной части РТ. Масштаб 1:2 500 000 [6]
Fig. 1. Map of bitumen deposits in the southern and south-eastern part Tatarstan Republic. Scale 1:2 500 000 [6]

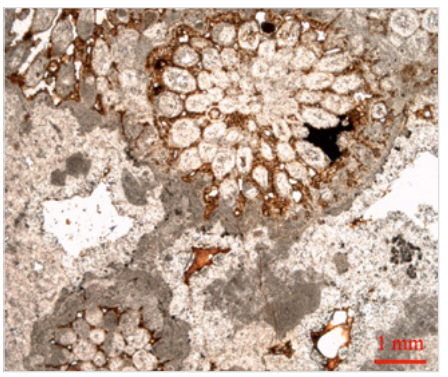


Рис. 2. Фотография шлифа образца 7931–72 в одном николе. Органогенный известняк с остатками мшанок
Fig. 2. Photo of microsection sample 7931–72. Organogenic limestone with there mains of mosses

Табл. 2. Данные описания кернового материала казанских отложений
Tab. 2. Description of the core material of the kazanian sediments

№ скв.	Литология	Структурно-текстурные признаки	Фауна	Код литотипа
92	Доломиты	Поры, каверны	Брахиоподы, пелециподы, мшанки	I
95	Доломиты	Трещины	Пелециподы, брахиоподы	I
97	Известняки, доломиты	Поры	Пелециподы, брахиоподы, кораллы	I
99	Загипсованные доломиты, прослои гипса	Поры, мелкие трещины	Пелециподы, брахиоподы	II
100	Доломиты, гипсы	Плотные	Кораллы, брахиоподы	II
103	Доломиты, гипсы	Плотные с мелкими трещинами	Брахиоподы	II
105	Доломиты	Поры	Брахиоподы, пелециподы	I
109	Доломиты	Поры	Пелециподы	I
114	Доломиты	Поры	Брахиоподы	I
117	Доломиты	Поры	Брахиоподы	I
124	Известняки, доломиты	Поры	Брахиоподы	I
128	Доломиты	Поры, каверны	Пелециподы, брахиоподы	I
131	Переслаивание доломита и гипса	Плотные	–	II
149	Доломиты с прослоями гипса	Поры, трещины	Пелециподы, брахиоподы	II
154	Известняки, доломиты	Трещины, поры	Брахиоподы	I
173	Доломиты	Поры	Пелециподы, брахиоподы, мшанки	I

По косвенным данным предположение о формировании атоллов в исследуемом районе подтверждается.

Аналогичная картина формирования лагунных отложений наблюдается и в современное время около Мальдивских островов, где коралловый остров либо архипелаг имеет вид сплошного или разорванного кольца, окружающего лагуну (рис. 5).

2. Согласно данным [2], в казанское время происходили периодические колебания уровня морского бассейна с осушением морского бассейна седиментации. В таких условиях не исключено формирование эрозионно-карстовых воронок, которые в случае трансгрессивного цикла заполнялись морскими водами и представляли собой отдельные соленые озера или, возможно, лагуны и заливы с неактивным или слабоактивным водообменом (рис. 6).В таких условиях при хемогенном осаждении осадков не исключено образование отдельных слоев эвапоритов (гипс, ангидрит) наряду с карбонатами.

Как показали данные макроописания кернового материала (табл. 2), литотипы (I) и (II) представлены порово-трещинным и трещинным типом коллектора на всей территории месторождения; в большинстве случаев наблюдается пятнисто-полосчатая и сплошная интенсивная пропитка битумной нефтью.

В пяти скважинах из шести опробованных на месторождении при испытании продуктивных казанских отложений были получены притоки битумной нефти. Как показали результаты полученных притоков из отложений казанского яруса (табл. 3), наибольшие дебиты (0,5–0,75 м^3/сут) получены из скважин, находящихся в зоне литотипа (I) — пористых и трещиноватых доломитов; в зоне карбонатно-сульфатного литотипа (II) получены притоки в разы меньше (в основном — непромышленные).

Очевидно, низкие притоки нефти, полученные в скважинах, находящихся в зоне (II), связаны с прослоями непроницаемых пород (гипсы, ангидриты), создающих препятствие фильтрации флюидов в поровом пространстве пород-коллекторов. В разрезе скв. 99 (табл. 2) отмечаются загипсованные доломиты; следовательно, ухудшенные показатели разработки в зоне литотипа (II) связаны также с вторичными процессами, происходящими в карбонатных коллекторах — зарастание пустотного пространства вторичным гипсом [10].

Вышеописанное явление изложено в работе [12], где в отложениях верхнесакмарского подъяруса породы представлены карбонатными коллекторами, где ярко проявляются процессы вторичного зарастания

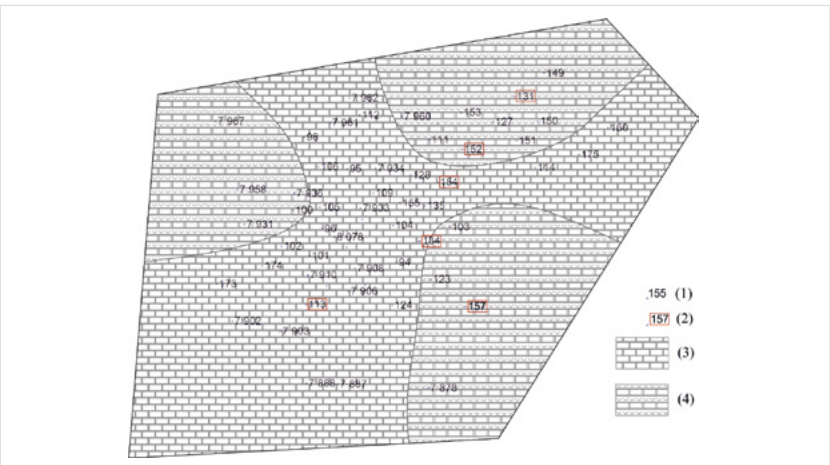


Рис. 3. Карта смены литотипов Горского месторождения битумов. Масштаб 1:50 000
1 — скважины, вскрывшие казанские отложения; 2 — скважины, давшие приток флюидов из казанских отложений; 3 — зона карбонатов; 4 — зона переслаивания карбонатов и сульфатов
Fig. 3. Map of litotypes of the Gorsky bitumen deposit. Scale 1:50 000
1 – wells that opened the kazanian deposits; 2 – wells that gave an influx of fluids from the kazanian deposits; 3 – lithological zone of carbonates; 4 – lithological zone of interbedding of carbonates and sulfates

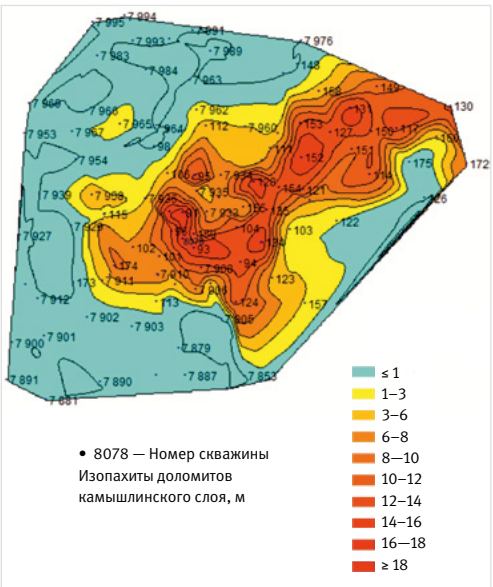


Рис. 4. Карта изопахит камышлинского горизонта. Масштаб 1:100 000
Fig. 4. Map of the isopachite of the Kamyshlinian horizon. Scale 1: 100 000

Табл. 3. Результаты испытания казанских отложений
Tab. 3. The test results of the Kazanian sediments

№ скв.	Литологическая зона	Способ испытания	Результаты испытания
113	I	Желонка	Приток битумной нефти 0,5 м³/сут
134			Приток битумной нефти 0,75 м³/сут
154			Приток битумной нефти 0,1 м³/сут
131	II	Желонка	Приток отсутствует
152			Приток битумной нефти 0,2 м³/сут
157			Приток битумной нефти 0,01 м³/сут и пластовой воды 500 литров

Рис. 6. Схема формирования карстовых озер в раннеказанское время [2]
Fig. 6. Diagram of the formation karst lakes in the early kazanian time [2]

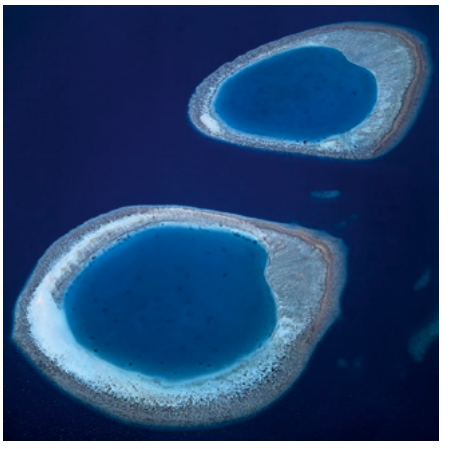


Рис. 5. Лагуны внутри атоллов в Индийском океане
Fig. 5. Lagoons inside atollsin the Indian Ocean

гипсом и формирования «потенциальной» зоны отсутствия коллектора.

Итоги

В ходе работы установлено:

- казанские отложения представлены поровым и порово-трещинным коллектором с обилием фаунистических остатков, характерных для мелководных морских бассейнов;
- породы-коллекторы представлены двумя основными литотипами, сменяющимися в северной, западной и юго-восточной частях месторождения;
- промышленные притоки получены из коллекторов, представленных карбонатным литотипом.

Выводы

В карбонатном коллекторе, как правило, пустотное пространство формируется путем выщелачивания и растворения матрицы породы [3]; однако в ходе изменения палеоклимата и периодического осушения бассейна седиментации вместе с карбонатами могут отлагаться и эвапориты, которые не подвержены (или мало подвержены) процессам растворения. По полученным в настоящей работе данным, карты распространения литотипов можно использовать как инструмент при выборе приоритетных участков для заложения новых скважин в неоднородных карбонатных коллекторах, где встречаются непроницаемые или слабопроницаемые прослои.

Литература

1. 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. Т. 152. № 1. 2010. С. 215–225.
2. Буров Б.В., Есаулова Н.К., Губарева В.С. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Гиматудинов Ш.К., Шировский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М.: Недра, 1982. 311 с.
4. Ежова А.В. Литология. Томск: Томский политехнический университет, 2009. 336 с.
5. Игнатьев В.И. Татарский ярус центральных и восточных областей Русской платформы. Стратиграфия. Казань: КГУ, 1962. Часть 1. 337 с.
6. Малофеев В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2011. 24 с.
7. Миропольский Л.М. Топогеохимическое исследование пермских отложений в Татарии. М.: АН СССР, 1956. 264 с.
8. Тихвинская Е.И. Основы палеогеографии Востока Русской платформы в верхнепермское время. Доклады АН СССР, Том LXIV. 1949 г.
9. Троепольский В.И. Пермские битумы Татарии. Казань: КГУ, 1976. 223 с.
10. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Ленинград: Недра, 1989. 258 с.
11. Сементовский Ю.В. Условия образования месторождений минерального сырья в позднепермскую эпоху на востоке Русской платформы. Казань: Таткнигоиздат, 1973. 256 с.
12. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Анисимова Л.З., Фахрутдинов И.Р., Баранова А.Г. Некоторые аспекты формирования залежей сверхвязких нефтей в отложениях сакмарского яруса на территории Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 6. С. 52–55.

ENGLISH

Results

In the course of the work, it was established:

- kazanian sediments are represented by a pore and fissure-pore reservoir with an abundance of faunal remains typical of shallow marine basins;
- reservoirs are represented by two main lithotypes, alternating in the northern, western and south-eastern parts of the deposit;
- industrial inflows are obtained from reservoirs represented by the carbonate lithotype.

Conclusions

In carbonate reservoir, as a rule, the hollow space is formed by leaching and dissolving the rock matrix [3]; however, during changes in the paleoclimate and periodic drainage of the sedimentation basin, evaporites can also be deposited together with carbonates, which are not subject to (or are not subject to) dissolution processes. According to the data obtained in this paper, the maps of the distribution of lithotypes can be used as a tool for selecting priority areas for laying new wells in inhomogeneous carbonate reservoirs where impermeable or weakly permeable layers occur.

References

1. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. Ultra-viscous oil reservois in Ufa Complex of Bolshe-Kamensky deposit and its properties. Uchenye zapiski Kazanskogo gosudarstvennogo universiteta. Natural Sciences, Vol. 152, 2010, P. 215–225. (In Russ).
2. Burov B.V., Esaulova N.K., Gubareva V.S. Geology of Tatarstan: stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 402 p. (In Russ).
3. Gimatutdinov Sh.K., Shirkovskiy A.I. Physics of the oil and gas reservoir. Moscow: Nedra, 1982, 311 p. (In Russ).
4. Ezhova A.V. Lithology. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2009, 336 p. (In Russ).
5. Ignatiev V.I. Tatar stage of the central and

eastern regions of the Russian Platform. Stratigraphy. Kazan: KSU, 1962, Part 1, 337 p. (In Russ).
6. Malofeev V.V. Geological substantiation for improving the efficiency of the development of ultra-viscous oil and natural bitumen deposits in Tatarstan. Moscow: RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2011, 24 p. (In Russ).
7. Miropolsky L.M. Topogeochemical study of Permian deposits in Tataria. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1956, 264 p. (In Russ).
8. Tikhvinskaya E.I. Fundamentals of paleogeography of the East of the Russian Platform in the Upper Permian. Reports of the USSR Academy of Sciences, Volume LXIV, 1949. (In Russ).
9. Troepolsky V.I. Perm bitumens of Tatarstan. Kazan: KSU, 1976, 223 p. (In Russ).
10. Sahibgareev R.S. Secondary changes of reservoirs in the process of formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 1989, 258 p. (In Russ).
11. Sementovsky Yu.V. Conditions of formation of mineral deposits in the Late Permian in the east of the Russian platform. Kazan: Tatknigoizdat, 1973, 256 p. (In Russ).
12. Khaziev R.R., Andreeva E.E., Anisimova L.Z., Fakhrutdinov I.R., Baranova A.G. Certain aspects of forming extra-viscous oil deposits in Sakmarian sediments in the Tatarstan Republic. Exposition Oil Gas, 2020, issue 6. P. 52–55. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Мударисова Раушания Айдаровна, старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский федеральный университет, Казань, Россия

Волков Юрий Васильевич, доцент кафедры геологии нефти и газа им. А.А. Трофимука, Казанский федеральный университет; старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

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

Khaziev Radmir Rimovich, researcher of the laboratory of geological and environmental modeling, institute of ecology and subsurface use of the academy of sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russia
Corresponding author: radmir361@mail.ru

Mudarisova Raushania Aidarovna, senior lecturer of the department of oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Kazan Federal University, Kazan, Russia

Volkov Yuri Vasilyevich, associate professor of the department of oil and gas geology named A.A. Trofimuk, Kazan federal university; senior researcher of the laboratory of geological and environmental modeling, institute of ecology and subsurface use of the academy of sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russia

Anisimova Lilia Zakuvanovna, researcher at the laboratory of geological and environmental modeling, institute of tcology and subsurface use of the academy of sciences of the Republic of Tatarstan, Kazan, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-22-27 УДК 553.98(571.1) I Научная статья

Углеводородные системы и комбинированные ловушки нижне-среднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири

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

Аннотация
Рассмотрены особенности нефтегазоносных комплексов (НГК) нижне-среднеюрских отложений Надым-Тазовского региона севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ) и приуроченность скоплений к ловушкам неантиклинального строения. Дана литолого-геохимическая характеристика отложений, оценена степень катагенетического преобразования органического вещества (ОВ), проведены типизация скоплений по химическим типам и подтипам на основании углеводородного состава (УВ) и прогнозирование фазового состояния залежей УВ. Залежи дифференцированы по величинам геологических запасов. Показана перспективность нижне-среднеюрских отложений.

Материалы и методы
Материалы: аналитическая база данных свойств нефтей и конденсатов нижне-среднеюрских отложений Надым-Тазовской нефтегазоносной области, стадийности катагенетических преобразований ОВ пород, а также величин геологических запасов.
Методы: сопоставление литофациальных обстановок осадконакопления отложений нефтегазоносного комплекса, картографические построения, графическое изображение зависимостей геохимических параметров и крупности углеводородных скоплений.

Ключевые слова
нижне-среднеюрские отложения, ловушки неантиклинального типа, прогноз фазового состояния, нефти, конденсаты, масштабность скоплений

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», АААА-А19-119022890063-9.

Для цитирования
Пунанова С.А. Углеводородные системы и комбинированные ловушки нижне-среднеюрских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 22–27. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-22-27

Поступила в редакцию: 05.05.2021

UDC: 553.98(571.1) I Original Paper

Hydrocarbon systems and combined traps of the lower-middle jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia

Punanova S.A.
Institute of oil and gas problems of the russian academy of sciences, Moscow, Russia
punanova@mail.ru

Abstract
The features of oil and gas complexes (OGC) of the lower-middle jurassic deposits of the Nadym-Taz region in the north of the West Siberian oil and gas basin (OGB) and the confinement of accumulations to traps of non-anticlinal structure are considered.The lithological and geochemical characteristics of the deposits are given, the degree of catagenetic transformation of organic matter (OM) is estimated, the accumulations are typified by chemical types and subtypes based on the hydrocarbon composition (HC) and the phase state of HC deposits is predicted. The deposits are differentiated by the amount of geological reserves. The prospects of the lower-middle jurassic deposits are shown.

Materials and methods
Materials: Materials: an analytical database of the properties of oils and condensates of the lower-middle jurassicdeposits of the Nadym-Taz oil and gas region, the stages of catagenetic transformations of OM of rocks, as well as the values of geological reserves.
Methods: comparison of lithofacies environments of sedimentation of deposits of an oil and gas complex, cartographic construction, graphical representation of the dependences of geochemical parameters and the size of hydrocarbon accumulations.

Keywords
lower-middle jurassic deposits, traps of non-anticlinal type, forecast of the phase state, oil, condensates, scale of accumulations

For citation
Punanova S.A. Hydrocarbon systems and combined traps of the lower-middle jurassic deposits of the northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 22–27. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-22-27

Received: 05.05.2021

Западно-Сибирский НГБ является главным районом промышленной добычи и разведки нефтяных и газовых месторождений в России. Основные перспективы связаны с северной территорией бассейна, где открыты уникальные месторождения по запасам УВ-сырья. Однако проблема поддержания добычи нефти и газа на высоком уровне в районах Западной Сибири обостряется с каждым годом, поэтому всесторонний анализ минерально-сырьевой базы нефтегазоносных комплексов, оценка перспектив нефтегазоносности северных территорий Западной Сибири, прогноз зон распространения УВ-скоплений различного фазового состояния, типизация скоплений УВ по величине начальных запасов являются актуальными, своевременными и имеют большое практическое значение.

Несмотря на многочисленные и глубокие исследования многие проблемы остаются не решенными и/или их решение требует дополнительных исследований. Это связано со сложностью геологической истории региона; широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности; большими глубинами залегания; сильной дифференциацией УВ-состава и фазового типа флюидов; большой литологической изменчивостью коллекторов. В значительной мере это относится к юрским отложениям, степень изученности которых на данной территории явно недостаточна не только для количественного, но даже и качественного прогноза газонефтеносности геологических объектов и предсказания новых открытий особенно в отдаленных районах севера Западной Сибири. Кроме того, ловушки антиклинального типа относительно простого строения практически опоискованы — необходим поиск и методические разработки по прогнозу сложно построенных неантиклинальных, часто комбинированных, ловушек [1, 2].

Юрские отложения северной части Западной Сибири характеризуются благоприятными условиями для нефтегазонакопления: рифтогенным режимом развития, который способствует вертикальной миграции флюидов; распространением зон трещиноватости, связанных с разломами, необходимых для формирования пород-коллекторов; флюидоупорами — глинистыми толщами; выигрышными геохимическими позициями: относительно высоким содержанием $C_{орг}$ и битумоидов, умеренной и достаточной катагенетической прогретостью недр, высоким реализованным генерационным потенциалом [3].

Литофациальные особенности комплекса

Нижне-среднеюрский НГК в северных районах Западно-Сибирского НГБ представлен двумя формационными рядами — двумя песчано-алеврито-глинистыми формациями [4, 5]:

- прибрежно-морской и континентальной, ритмично-горизонтально-слоистой;
- прибрежно-континентальной линзовидно-слоистой.

Отличия формаций проявляются в более морском характере первой и континентальности второй. Обе формации сероцветные и темноцветные, субугленосные. Если толщины первой формации варьируют от 0,5 км на юго-западе до 2,5 км на северо-востоке, то толщины отложений второй формации, распространенной в юго-западной и южной частях региона, колеблются от 0,5 до 1 км. Они содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. По данным [6], содержание $C_{орг}$ в отложениях леонтьевского горизонта тюменской свиты средней юры (наиболее широко развитых в исследуемом регионе) в области шельфа центральной части Ямало-Гыданской области достигает максимальных величин до 3 %, уменьшаясь к югу и юго-западу до 1 %. Они содержат ОВ гумусового и сапропелево-гумусового типа. По данным [6], содержание Сорг в отложениях леонтьевского горизонта тюменской свиты средней юры (наиболее широко развитых в исследуемом регионе) в области шельфа центральной части Ямало-Гыданской области достигает максимальных величин до 3%, уменьшаясь к югу и юго-западу до 1 %. В пределах Ямало-Гыданской области преобладало глубоководное шельфовое море. Здесь накапливались глинистые и глинисто-алевритовые осадки с содержанием аквагенных (сапропелевых) компонентов в интервале 50-75 %. Остальная часть ОВ представлена гумусовой террагенной составляющей в основном высших растений. Юго-западное обрамление Ямало-Гыданской области характеризуется в это время осадками мелководного шельфа с меньшим содержанием аквагенных компонентов до 25-50 %.

Табл. 1. Классы и подклассы нефтей
Tab. 1. Classes and subclasses of oils

Классы			Подклассы		
Индекс	Показатель d^4_{20}, г/см^3	Характеристика	Индекс	Показатели S (сера), П (парафины), %	Характеристика
ОТ	>0,92	Очень тяжелая	S_2 S_1	0,5<S<1,0 S<0,5	Среднесернистая
Т	0,89–0,92	Тяжелая	S_1	S<0,5	Малосернистая
Ср	0,85–0,88	Средняя	$П_3$ $П_2$ $П_1$	П>10 5<П<10 П<5	Высокопарафинистая Парафинистая Малопарафинистая
Л	<0,84	Легкая	$П_3$ $П_2$ $П_1$	П>10 5<П<10 П<5	Высокопарафинистая Парафинистая Малопарафинистая

Табл. 2. Классы и подклассы конденсатов
Tab. 2. Classes and subclasses of condensates

Классы			Подклассы		
Индекс	Показатель d^4_{20}, г/см^3	Характеристика	Индекс	Показатель П, % (парафины)	Характеристика
Т	>0,82	Тяжелый	–	–	–
Ср	0,79–0,82	Средний	$П_2$ $П_1$	П 5–10 П<5	Парафинистый Малопарафинистый
Л	0,71–0,78	Легкий	–	–	–
ОЛ	<0,70	Очень легкий	–	–	–

Фазовая зональность типов залежей и общая характеристика нефтей и конденсатов нижне-среднеюрских отложений

Прогноз фазовых состояний и физико-химических свойств УВ-систем для нижне-среднеюрского НГК детализирует и корректирует существующие ранее представления [7]. Проведена типизация УВ-флюидов исследуемых НГК по физико-химическим свойствам, общему УВ-составу и УВ-составу бензиновых фракций с выделением геохимических типов и подтипов согласно геохимической классификации [5] и химической классификации Ал. А. Петрова (1984). В нижне-среднеюрских отложениях присутствуют геохимические типы УВ-флюидов средней, высокой и очень высокой преобразованности (IIIг и IIг). Нефти характеризуются средней (Ср) и легкой (Л) плотностью, малосернистые (S_1), малосмолистые, малопарафинистые ($П_1$), парафинистые ($П_2$) и высокопарафинистые ($П_3$) со средним и высоким содержанием светлых фракций (н.к. — 300 °С). Конденсаты этих типов легкие (Л) и средние (Ср), малопарафинистые ($П_1$) и парафинистые ($П_2$). По УВ-составу это флюиды парафинового и нафтено-парафинового оснований. Характеристики классов и подклассов нефтей по [5] (табл. 1 и 2).

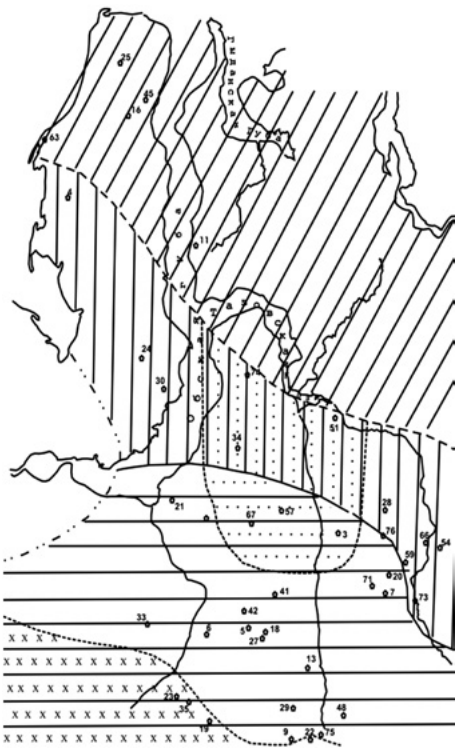
В нефтях и конденсатах типа IIг содержание суммарной алкановой фракции н-C_4–н-C_{36} колеблется в широких пределах — 9–35 %, а изопреноидов состава C_{13}–C_{20} — в пределах 0,7–3,5 %. Отношение П/Ф составляет 1,2–9,5/2,0–3,5*. $К_i$ изменяется в пределах 0,19–0,90/0,20–0,60*. Во флюидах типа IIIг суммарное содержание широкой алкановой фракции н-C_4–н-C_{36} варьирует в пределах 14–30 %, а изопреноидов C_{13}–C_{20} в интервале 0,7–1,8 %. В распределении н-алканов на хроматограммах наблюдаются два максимума в областях н-C_5–н-C_{10} и н-C_{23}–н-C_{25}. Среди изопреноидов доминируют и-C_{14} и и-C_{19} (П). Отношение П/Ф составляет 1,3–9,8/4,0–9,8*. $К_i$ колеблется в пределах 0,09–0,47/0,21–0,30*.

*Примечание: в числителе — данные по нефтям, в знаменателе — конденсатам.

Установлено, что вниз по разрезу мезозойских отложений с увеличением глубины залегания УВ-скоплений и степени преобразованности в их групповом составе происходят эволюционные изменения, меняется и тип залежи. Так, в отложениях альб-сеноманского НГК обнаружены слабопреобразованные нафтеновые (циклановые) нефти. По химической классификации Ал. А. Петрова (1984) — это тип Б-1. Газы альб-сеномана сухие, низкоконденсатные (до 10 см^3/м^3), низкоазотные и низкоуглекислые. Залежи УВ приурочены к низкотемпературной зоне катагенеза на глубинах 1 000–1 600 м. В аптском

комплексе на глубинах 1 600–1 800 м преобладают конденсаты типа IIг. Ниже, до глубины 3 200 м, распространены конденсаты и нефти из оторочек НГК-залежей, относящиеся к типу IIг. На глубинах 3 200–3 600 м при доминирующей роли нефтей и конденсатов типа IIг появляется тип IIIг (А-1), который становится преобладающим на глубинах 3 700–4 200 м в нижне-среднеюрском комплексе. Конденсаты типа IIIг отличаются своеобразным составом. Для них характерна повышенная цикличность за счет присутствия аренов и шестичленных цикланов и высокое содержание алканов. Это приводит к утяжелению конденсатов III $гСрП_2$ и сближению их физико-химического облика с нефтями IIIг $ЛП_2$.

На схематической карте (рис. 1) показаны зоны распространения и прогноза нефтяных (Н), газоконденсатнонефтяных (переходная зона) (ГКН) и газоконденсатных (ГК) скоплений. При оконтуривании зон учитывались данные о фациальном типе ОВ и его катагенетической преобразованности [7, 8]. На территории распространения УВ-скоплений нижне-среднеюрского НГК выделяются три зоны фазового состояния УВ: Н, ГКН и ГК.

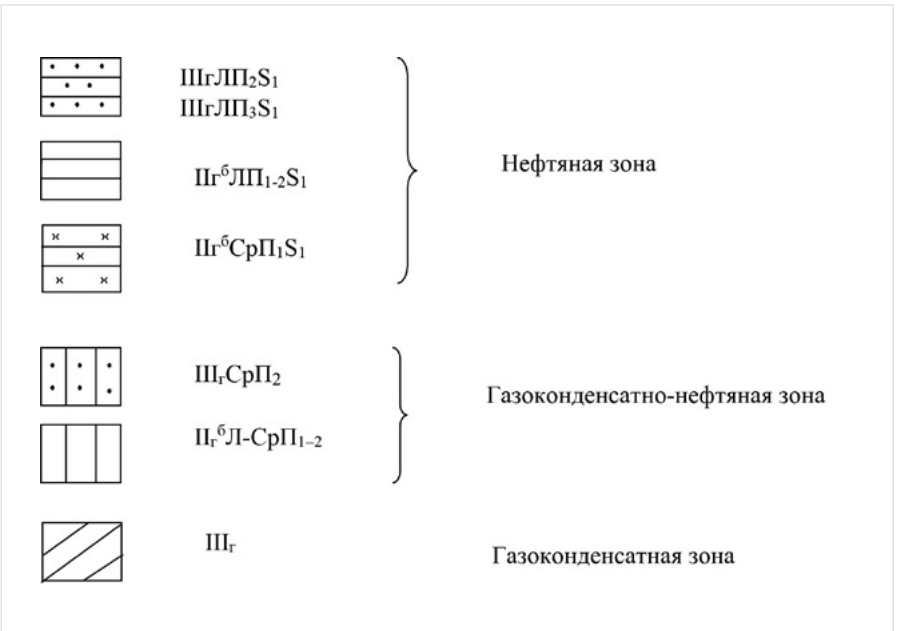


Месторождения нефти и конденсатов:

1. Акайтемское; 2. Апакопурское; 3. Береговое; 4. Бованенковское; 5. Верхнепурпейское; 6. Верхнехарловское; 7. Верхнечасельское; 8. Восточно-Известинское; 9. Вынгапуровское; 10. Вынгаяхинское; 11. Геофизическое; 12. Губкинское; 13. Еты-Пуровское; 14. Западно-Вынгапуровское; 15. Западно-Новогоднее; 16. Западно-Тамбейское; 17. Западно-Харампурское; 18. Известинское; 19. Крайнее; 20. Кынское; 21. Лензитское; 22. Лимбаяхское; 23. Мало-Пякутинское; 24. Мало-Ямальское; 25. Малыгинское; 26. Мангазейское; 27. Метельное; 28. Наумовское; 29. Новогоднее; 30. Новопортовское; 31. Новопурпейское; 32. Новочасельское; 33. Пальниковское; 34. Песцовое; 35. Пякутинское; 36. Равнинное; 37. Романовское; 38. Русско-Реченское; 39. Ручьевское; 40. Северо-Вынгапурское; 41. Северо-Губкинское; 42. Северо-Комсомольское; 43. Северо-Йохтурское; 44. Северо-Стахановоско; 45. Северо-Тамбейское; 46. Среднехарампурское; 47. Спорышевское; 48. Стахановское; 49. Суторминское; 50. Тагринское; 51. Тазовское; 52. Тапское; 53. Текто-Харампурское; 54. Темокарстовое; 55. Толькинское; 56. Тэрельское; 57. Уренгойское; 58. Усть-Часельское; 59. Фахировское; 60. Фестивальное; 61. Ханчейское; 62. Харампурское; 63. Харасавейское; 64. Холмистое; 65. Чатылькинское; 66. Черничное; 67. Юбилейное; 68. Южно-Тарасовское; 69. Южно-Таркосалинское; 70. Южно-Удмуртское; 71. Южно-Хадыряхинское; 72. Южно-Ярайнерское; 73. Ютырмальское; 74. Ямбургское; 75. Ярайнерское; 76. Яровое

Рис. 1. Схематическая карта прогноза фазовых состояний и физико-химических свойств углеводородных систем в нижне-среднеюрских отложениях севера Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна
Fig. 1. Schematic map of the prediction of phase states and physicochemical properties of hydrocarbon systems in the lower-middle jurassic of the north of the West Siberian oil and gas basin

Зоны различного фазового состояния УВ-систем и типов флюидов:



Нефтяная зона занимает почти всю Надым-Тазовскую область. Граница нефтяной зоны проходит севернее Лензитского месторождения, по Уренгойскому мегавалу и далее севернее Берегового и Кынского месторождений. Внутри нефтяной зоны присутствуют три подзоны. Наиболее погруженная часть Надым-Тазовской области, где выделяется первая подзона, представлена флюидами геохимического типа IIIг $ЛП_2S_1$ на Уренгойском месторождении и типа IIIг $ЛП_3S_1$ на Береговом. Эту подзону окаймляют нефти типа IIг^6 $ЛП_{1-2}S_1$. В юго-западной части области и небольшой полосой на юге ее развиты нефти типа IIг^6 $СрП_1S_1$.

Переходная зона, где распространены преимущественно ГКН и реже ГК-скопления, протягивается широкой полосой по Южно-Ямальской НГО и северной части Надым-Тазовской НГО. Как правило, ее УВ-скопления представлены ГК-залежами с нефтяными оторочками. Величины конденсатных факторов колеблются в диапазоне 135–241 г/м^3 в западной части зоны и возрастают до 274–537 г/м^3 на востоке. В нефтяной оторочке газовый фактор варьирует от 15 до 355 м^3/т. В центральных наиболее погруженных частях зоны присутствуют конденсаты типа IIIг $СрП_2$ (месторождение Тазовское). По периферийным частям зоны распространены конденсаты типа IIг Л-$СрП_{1-2}$. Нефтяная оторочка представлена нефтями типа IIг $СрП_2S_1$. Граница между ГКН и ГК зонами проходит по Ямалу севернее Бованенковского месторождения, через Ямбургское к Тазовскому и охватывает северную часть Пур-Тазовской области.

Газоконденсатная зона располагается в Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской нефтегазоносных областях, занимая северо-восточную часть Ямальского полуострова, Средне-Мессояхский свод и протягивается к Усть-Портовскому мегавалу. В данной зоне в основном присутствуют ГК-залежи с небольшими величинами конденсатного фактора 70–156 г/м^3. Доминирующим типом конденсата здесь являются типы IIIг, причем в западной части зоны можно прогнозировать тип IIIг $ЛП_1$, а в восточной части зоны — IIIг ЛСр.

В настоящее время нефтяными и газовыми компаниями в нижне-среднеюрских отложениях планируется широкая разведка перспективных площадей в основном на конденсат и газ в Ямало-Гыданской и Усть-Енисейской областях. Здесь можно прогнозировать наличие ГК-залежей метанового основания геохимического типа IIIг ЛП и типа IIIг Л-СрП в Енисейской области. Установленная фазовая зональность распределения типов УВ-скоплений в Западной Сибири имеет генетическую основу и предопределяется фациальным типом исходного ОВ и степенью его катагенетического преобразования. Отложения нижне-среднеюрского возраста, содержащие в основном ОВ гумусовой природы (угленосные и субугленосные континентальные формации), классифицируются как газопроизводящие, что и привело к сосредоточению в этих отложениях крупных газовых и газоконденсатных залежей.

Катагенетическая преобразованность ОВ пород комплекса

Анализ материала, касающегося стадийности преобразования ОВ региона,

свидетельствует о существенном разнообразии точек зрения исследователей и о различной рисовке на картах зон катагенетического преобразования ОВ. При оценке катагенеза ОВ нижне-среднеюрского возраста нами за основу интерпретации взята карта [8] (как наиболее представительная, основанная на большом фактическом материале), данные [3, 6, 7, 9 и др.].

Степень катагенетической преобразованности ОВ базальных горизонтов юры значительно меняется по территории — возрастает от бортов Западно-Сибирского НГБ к центральным его частям и представлена всей шкалой катагенеза — от градаций $ПК_3$ до $АК_{1-3}$. Наименее преобразованное ОВ ($ПК_3$) наблюдается на западном периферическом внешнем борту бассейна. Зона слабого мезокатагенеза ОВ (R_0 = 0,5–0,85 %) примыкает тонкой полосой с востока к этой области. Наибольшие площади северной части Западно-Сибирского НГБ представлены тремя градациями катагенеза: стадиями $МК_2$, $МК_3$ и $АК_1$, то есть умеренным, сильным мезокатагенезом и апокатагенезом.

Трем зонам стадийности катагенетического преобразования ОВ в базальных горизонтах юры отвечают соответствующие по фазовому состоянию типы УВ-скоплений. Зоне умеренного катагенеза — нефтяные залежи, в зоне сильного мезокатагенеза преобладают ГКН залежи. Зона апокатагенеза — область газоконденсатных залежей с низким конденсатным фактором. Выделенные зоны, вероятнее всего, продолжаются в южные акватории Карского моря.

Оценка масштабности скоплений месторождений комплекса

Сопоставление стадийности катагенетического преобразования ОВ юрских отложений с величиной начальных запасов УВ не выявило между ними прямой зависимости. Как отмечалось многими геохимиками и подтвердилось проведенным исследованием, степень катагенеза ОВ определяет тип УВ-флюида — с увеличением градаций катагенеза тип залежи меняется от нефтяной к газоконденсатно-нефтяной и газоконденсатной. На рисунках 2–4 показаны графики распределения запасов УВ в нижне-среднеюрском НГК Западно-Сибирского НГБ.

Анализ масштабности месторождений комплекса по величине геологических запасов УВ показал следующее. В выборке распределения залежей по величине запасов УВ нижне-среднеюрских отложений (38 месторождений) преобладают залежи с мелкими запасами. Так, около 74 % месторождений имеют запасы менее 5 000 тыс. тонн. Это в основном нефтяные месторождения (28). В группу средних, крупных и уникальных запасов попадают 5 месторождений. К крупным и уникальным относятся соответственно Бованенковское (ГКН) и Новопортовское (ГКН), а к средним — Малоямальское (ГКН), Уренгойское (Н) и Малыгинское (ГК). По фазовому состоянию, как видно из этого перечисления, это в основном ГКН-скопления. В нижне-среднеюрских отложениях крупные и уникальные скопления — исключительно ГКН и ГК по фазовому состоянию. Кривая распределения запасов УВ-месторождений имеет левую асимметрию, то есть область высокой частоты встречаемости запасов с величинами от 100 до 1 000 тыс. тонн смещена от модального интервала (1 000–10 000) влево в область более низких запасов. При анализе запасов по всему юрскому комплексу отмечается

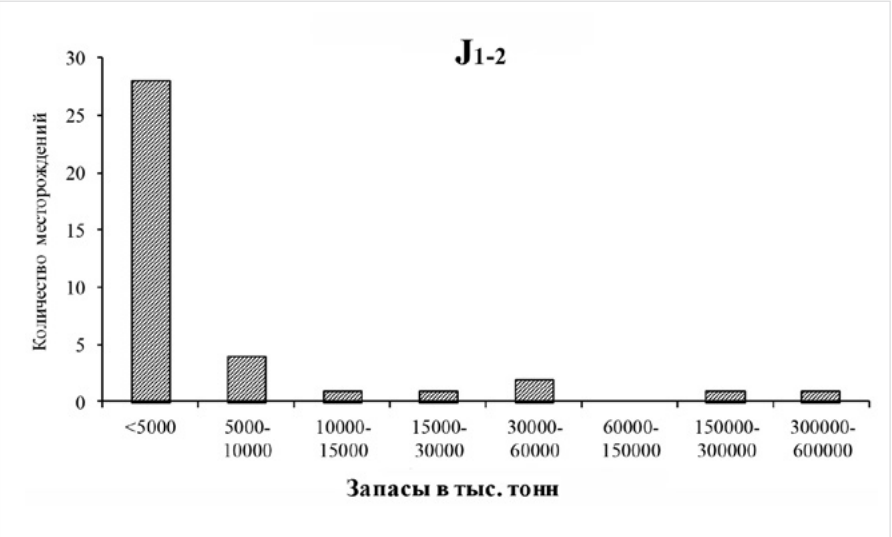


Рис. 2. Частотный график распределения запасов УВ в нижне-среднеюрских отложениях
Fig. 2. Frequency plot of the distribution of HC reserves in the lower-middle jurassic sediments

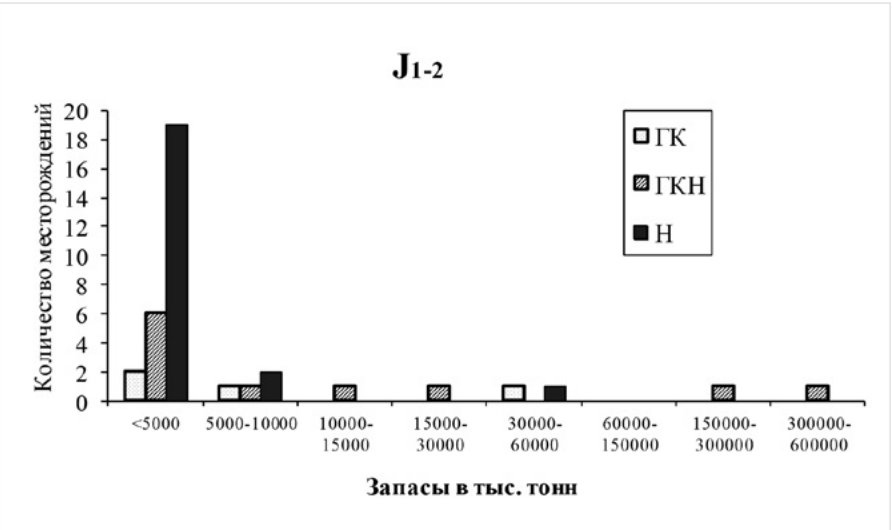


Рис. 3. Частотный график распределения запасов УВ в нижне-среднеюрских отложениях с учетом фазового состояния залежей
Fig. 3. Frequency plot of the distribution of HC reserves in the lower-middle jurassic sediments, taking into account the phase state of the deposits

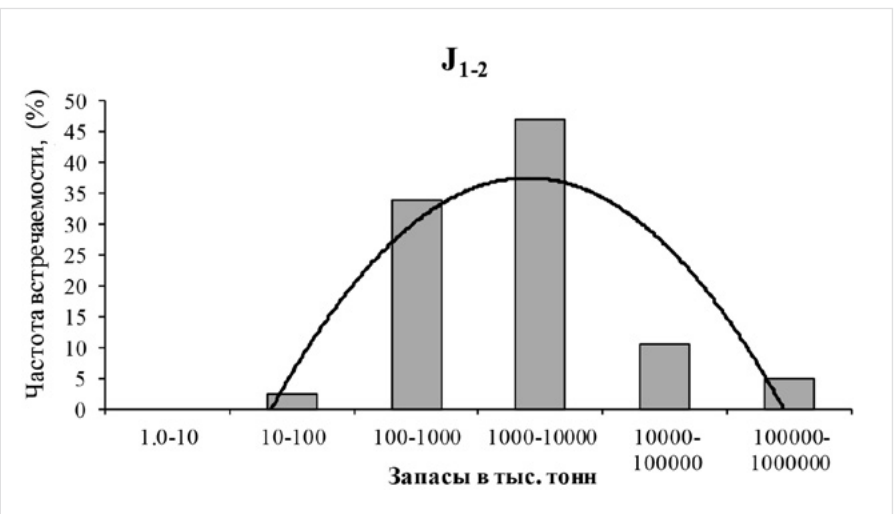
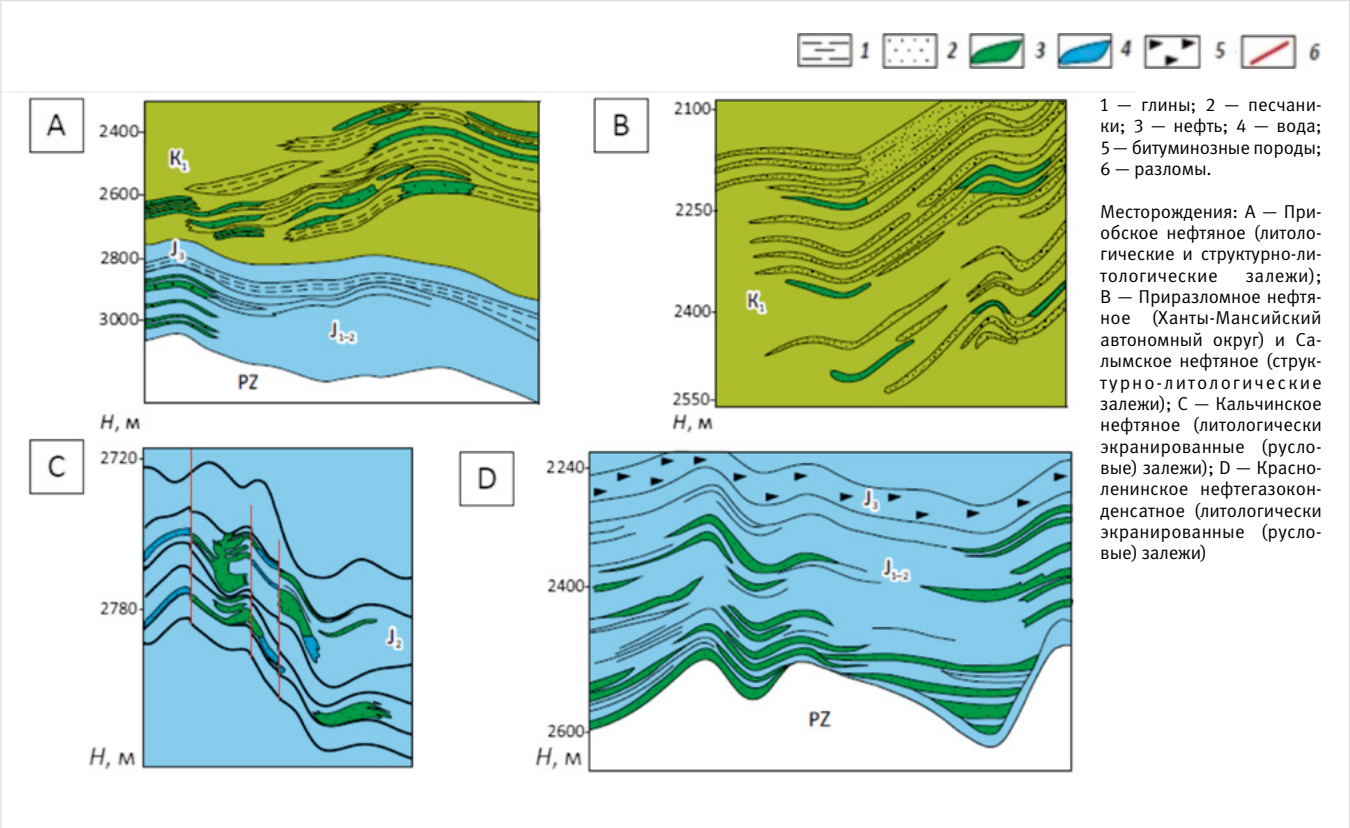


Рис. 4. Частотный график (в логарифмическом масштабе) распределения запасов УВ в нижне-среднеюрских отложениях
Fig. 4. Frequency plot (logarithmic scale) of the distribution HC reserves in the lower-middle jurassic sediments



1 — глины; 2 — песчаники; 3 — нефть; 4 — вода; 5 — битуминозные породы; 6 — разломы.

Месторождения: A — Приобское нефтяное (литологические и структурно-литологические залежи); B — Приразломное нефтяное (Ханты-Мансийский автономный округ) и Салымское нефтяное (структурно-литологические залежи); C — Кальчинское нефтяное (литологически экранированные (русловые) залежи); D — Красноленинское нефтегазоконденсатное (литологически экранированные (русловые) залежи)

Рис. 5. Примеры залежей в ловушках Западно-Сибирского НГБ
Fig. 5. Examples of deposits in the traps of the West Siberian oil and gas basin

отсутствие преемственности в величинах геологических запасов на многопластовых месторождениях: например, если месторождение Новопортовское имеет уникальные запасы УВ в отложениях J_{1-2}, то в отложениях J_3 — отсутствует залежь; аналогичная картина наблюдается и по Бованенковскому месторождению; с другой стороны — крупные запасы УВ в отложениях J_3 вниз по разрезу в отложениях J_{1-2} на месторождении Новогоднее сменяются мелкими, а на месторождении Харампурское вообще отсутствует залежь; лишь на Уренгойском многопластовом месторождении наблюдаются близкие категории запасов УВ в верхнем и нижне-среднеюрском НГК — средние.

Таким образом, статистическая обработка распределения запасов УВ [10] по площади и разрезу юрских отложений севера Западной Сибири показала, что количество залежей с мелкими запасами существенно выше, чем со средними, крупными и уникальными; намечается дифференциация залежей и по фазовому составу — нефтяные скопления по запасам в основном мелкие и средние, а ГКН и ГК — крупные и уникальные. Преобладание месторождений с мелкими запасами, выявленное нами, не противоречит известному распределению Парето. Эта закономерность была выведена исследователями, исходя из огромного опыта уже состоявшихся открытий, и описывает распределение месторождений по размеру запасов УВ, по классам крупности, используя количественную оценку начальных суммарных запасов. Суть этого закона: чем меньше по запасам класс, тем больше он включает месторождений и обладает меньшими ресурсами. И при этом каждый последующий по убыванию класс запасов УВ содержит залежей в три раза больше, чем предыдущий. Однако этот закон, как нам представляется, проявляется только при рассмотрении распределения месторождений по величине запасов однородной выборки, например, запасов УВ отдельно взятого НГК; при добавлении в выборку величин запасов по меловым залежам, причем не по всем, а только ограниченных наличием залежей в юре, действие закона нарушается в связи с тем, что выборка оказалась разнородной. Интересные выводы использования закона Парето были приведены нами в [11].

Об особенностях неструктурных ловушек в нижне-среднеюрском НГК

По экспертным оценкам, как отмечается в работе [12], в настоящее время в основных крупных НГБ России доля запасов нефти и газа в сложнопостроенных залежах в общем объеме запасов составляет 35–75 %, причем доля прироста промышленных запасов УВ, связанных с неструктурными ловушками, в общем объеме прироста стабильно составляет 12–35 %, а в перспективе ожидается, что она увеличится в среднем до 70 %. Для Западной Сибири уже сейчас 70 % ресурсов и 35 % запасов УВ приурочено к неструктурным залежам [12].

При конкретизации строения залежей в юрских НГК отмечается, что типичны ловушки, связанные с русловыми дельтовыми и прибрежными аккумулятивными песчаными телами, а также тектонически экранированные (рис. 5 [12, 13]). При этом неструктурные, преимущественно литологические, ловушки формировались, главным образом, в континентальных и прибрежно-континентальных обстановках. В континентальных условиях неструктурные ловушки образовывались по модели седиментации спрямленных, меандрирующих, фуркирующих рек и временных потоков, а в прибрежно-морских — по седиментационным моделям дельт с влиянием различных процессов: речных, приливно-отливных и волновых [13].

Итоги

Характер распространения по площади и разрезу залежей УВ различного фазового состояния нижне-среднеюрского НГК Западно-Сибирского НГБ отвечает эволюционному развитию толщ, то есть стадийности их катагенетического преобразования и исходному ОВ. В нижне-среднеюрских отложениях крупные и уникальные скопления — исключительно ГКН и ГК по фазовому состоянию. Наличие нефтегазопроизводящих свит, которые в силу имевших место катагенетических условий («нефтяное и газовое окно») генерировали большие количества битумоидов и газов, а также комбинированных ловушек и низкопроницаемых экранов-покрышек, способствующих скоплению образовавшихся УВ и их сохранности, существенно повышает возможность обнаружения в этих отложениях дополнительных залежей УВ.

Выводы

Геохимическая типизация углеводородных флюидов месторождений нижне-среднеюрского НГК северных регионов Западно-Сибирского НГБ по физико-химическим свойствам, составу УВ-фракций, фазовому состоянию, масштабности скоплений способствует более детальной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, а также совершенствованию методов раздельного прогноза, то есть установлению типа флюидов, что важно при выработке методики разработки и эксплуатации залежей УВ.

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. Пунанова С.А. О некоторых классификационных особенностях неантиклинальных ловушек и актуальности их выявления // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 12. С. 4–9.
3. Пунанова С.А., Шустер В.Л. Новые данные о геолого-геохимических особенностях нефтегазоносности домеловых отложений севера Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20. № 2. С. 67–80.
4. Немченко Н.Н. Избранные труды, посвященные проблемам геологии нефти и газа. М.: ВНИИОЭНГ, 2000. 456 с.
5. Рудкевич М.Я., Озеранская Л.С., Чистякова Н.Ф. и др. Нефтегазоносные комплексы Западно-Сибирского бассейна. М.: Недра, 1988. 303 с.
6. Бостриков О.И., Ларичев А.И., Фомичев А.С. Геохимические аспекты изучения нижнесреднеюрских отложений Западно-Сибирской плиты в связи с оценкой их УВ-потенциала // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 3. 19 с.
7. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Прогноз фазового состояния углеводородных скоплений в мезозойских отложениях севера Западной Сибири. // Геохимия. 2006. № 9. С. 983–995.
8. Фомин А.Н., Конторович А.Э., Красавчиков В.О. Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности юрских, триасовых и палеозойских отложений северных районов Западно-Сибирского мегабассейна // Геология и геофизика. 2001. Т. 42. № 11–12. С. 1875–1888.
9. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири // Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.
10. 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.
11. Пунанова С.А. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. № 3. С. 10–13.
12. Варламов А.И., Шиманский В.В., Танинская Н.В., Петрова Ю.Э., Раевская Е.Г. Состояние проблемы поисков и перспектив выявления неструктурных ловушек углеводородов в основных нефтегазоносных провинциях России // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 9–22.
13. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 39–46.

ENGLISH

Results
The nature of distribution over the area and section of hydrocarbon deposits of various phase states of the lower-viddle jurassic oil and gas complex of the West Siberian oil and gas basin corresponds to the evolutionary development of strata, i.e. the staging of their catagenetic transformation and the initial OM. In the Lower-Middle Jurassic sediments, large and unique accumulations are exclusively GCO and GC by phase state. The presence of oil and gas producing formations, which, due to the existing catagenetic conditions (“oil and gas window”), generated large amounts of bitumoids and gases, as well as combined traps and low-permeability screens-covers, contributed to the accumulation of formed hydrocarbons and their safety, which significantly increases the possibility of detection in these deposits are additional hydrocarbon deposits.

Conclusions
Geochemical typification of hydrocarbon fluids in the fields of the lower-middle jurassic oil and gas complex in the northern regions of the West Siberian oil and gas basin by physical and chemical properties, composition of hydrocarbon fractions, phase state, scale of accumulations contributes to a more detailed assessment of the prospects for oil and gas content of the territory and the quality of raw materials, as well as to improve the methods of separate forecasting, i.e. e. establishing the type of fluids, which is important in developing a methodology for the development and operation of hydrocarbon deposits.

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. Punanova S.A. About some classification features of non-anticlinal traps and the relevance of their identification. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 12, P. 4–9. (In Russ).
3. Punanova S.A., Shuster V.L. New data on geological-geochemical peculiarities of oil and gas potential of the pre-cretaceous deposits in the north of the Western Siberia. Georesursy, 2018, issue 20, P. 67–80. (In Russ).
4. Nemchenko N.N. Selected works devoted to the problems of oil and gas geology. M.: VNIIOENG, 2000, 456 p. (In Russ).
5. Rudkevich M.Ya., Ozeranskaya L.S., Chistyakova N.F. et al. Oil and gas complexes of the West Siberian basin. Moscow: Nedra, 1988, 303 p. (In Russ).
6. Bostrikov O.I., Larichev A.I., Fomichev A.S. Geochemical aspects of studying the lower middle jurassic deposits of the West Siberian plate in connection with the assessment of their HC potential. Neftegazovaya Geologiya. Theory and practice. 2011, issue 6, 19 p. (In Russ).
7. Punanova S.A., Vinogradova T.L. Prediction of the phase state of hydrocarbon accumulations in the mesozoic deposits of Northwestern Siberia. Geochemistry. 2006, vol. 44, issue 9, P. 983–995. (In Russ).
8. Fomin A.N., Kontorovich A.E., Krasavchikov V.O. Catagenesis of organic matter and petroleum potential of the Jurassic, Triassic, and Paleozoic deposits in the northern areas of the West Siberian megabasin. Geology and Geophysics. 2001, issue 42, P. 1875–1888. (In Russ).
9. Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V. Catagenesis of organic matter of Mesozoic and Paleozoic sediments of Western Siberia. Lithological and geochemical foundations of oil and gas potential forecast. SPb.: VNIGRI, 2008, P. 68–77. (In Russ).
10. 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).
11. Punanova S.A. Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
12. Varlamov A.I., Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Petrova Yu.E., Raevskaya E.G. Search and prospects of discovery of non-structural hydrocarbon traps in major petroleum provinces of Russia. Geology of oil and gas. 2019, issue 3, P. 9–22. (In Russ).
13. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in jurassic and lower cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions. Geology of Oil and Gas, 2019, issue 3, P. 39–46. (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

Punanova Svetlana Aleksandrovna, sc. d., chief researcher, Institute of oil and gas problems, Russian academy of sciences, Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru

ТЕРМОБРЕСТ®

КАЧЕСТВО, НАДЕЖНОСТЬ, БЕЗОПАСНОСТЬ

ОТ ТРОПИКОВ ДО ЗАПОЛЯРЬЯ

Арматурный завод «ТЕРМОБРЕСТ» – разработчик и производитель газовой трубопроводной арматуры и приборов дистанционной автоматики. Продукция, производимая заводом, широко применяется в системах обеспечения безопасности и регулирования теплоэнергетических установок промышленного и бытового назначения, в сфере газоснабжения и газопотребления, а также во всех сферах жизнедеятельности, где есть газ.

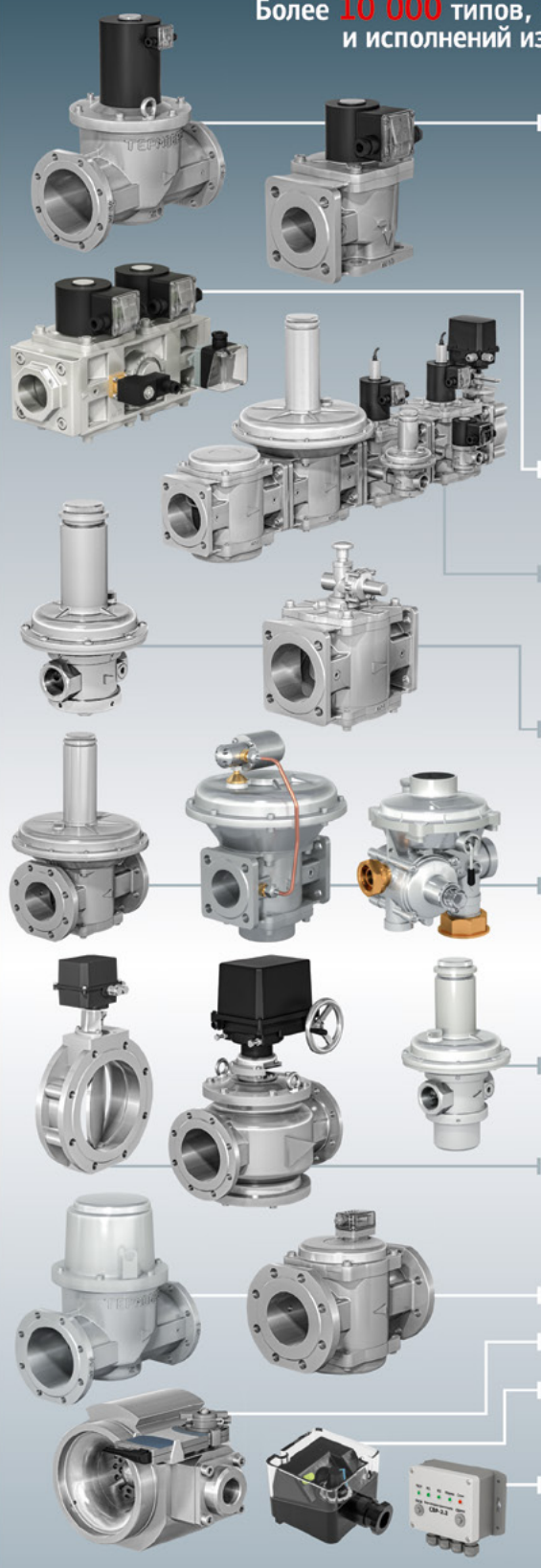
ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ

- Собственная современная производственная база и штат сотрудников высокой квалификации.
- Более чем 30-летний опыт внедрения передовых технологий в области арматуростроения.
- Разветвленная сеть дилеров в СНГ, ЕС и Китае.
- Сроки поставки партии продукции любой сложности и комплектации – не более 10 дней.
- Вся продукция сертифицирована в системах ЕАС, CE, ГАЗСЕРТ.
- Гарантийный срок на всю линейку продукции «ТЕРМОБРЕСТ» – 24 месяца с момента ввода в эксплуатацию.
- Широкий диапазон климатических исполнений арматуры марки «ТЕРМОБРЕСТ» (от -60 до +60 °С) делает возможным ее применение во всех климатических поясах.
- Продукция поставляется в более чем 30 стран мира: от Норильска до Ханоя, от Южно-Сахалинска до Уэстона (США).
- Вся арматура может выпускаться во взрывозащищенном и сейсмостойком исполнении.
- Материал корпуса: алюминий, сталь, чугун.
- Качеству марки «ТЕРМОБРЕСТ» доверяют такие промышленные гиганты, как «ГАЗПРОМ», «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «РМК», «СУРГУТНЕФТЕГАЗ», «ТАТНЕФТЬ», «БАШНЕФТЬ», CATERPILLAR, KOMATSU и многие другие.

ЕАС ГАЗСЕРТ CE 1299

НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Более 10 000 типов, типоразмеров и исполнений изделий.



Клапаны электромагнитные газовые:
- 2- и 3-позиционные
- с ручным и электромеханическим регулятором расхода газа
- с медленным открытием
- с ручным взводом
- для жидких сред

Двойные электромагнитные клапаны-мультиблоки

Блоки газовых клапанов линейные и угловые для любых схем работы газогорелочных устройств

Клапаны предохранительно-запорные и предохранительно-сбросные

Регуляторы-стабилизаторы давления, в том числе с пилотным управлением, комбинированные и бытовые

Регуляторы нулевого давления и соотношения газ-воздух

Заслонки регулирующие с ручным и электромеханическим приводом

Фильтры газовые

Смесители газов

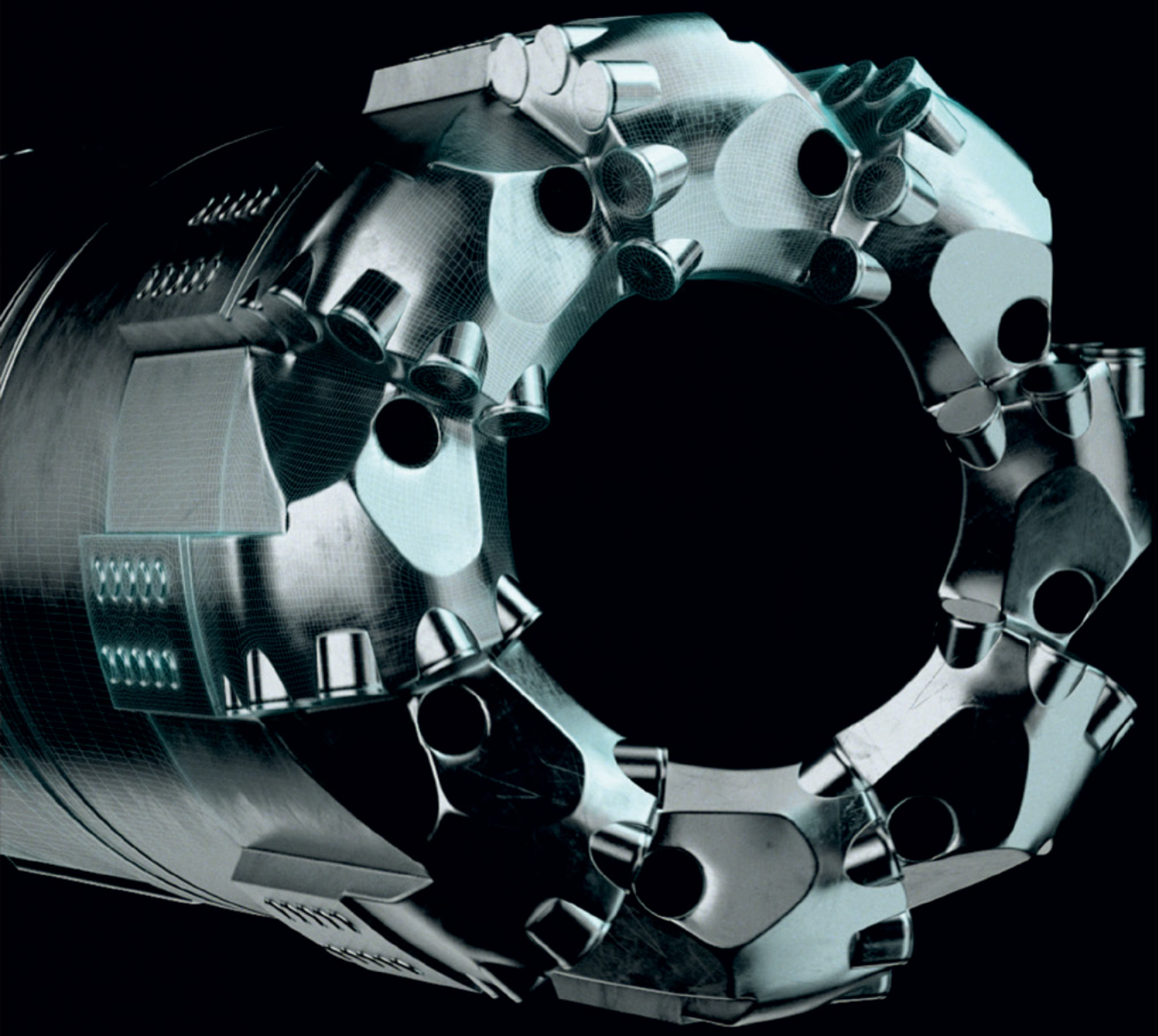
Датчики-реле давления мембранного и электронного типа

Блоки контроля герметичности

www.termobrest.ru

info@termobrest.ru

SIBBURMASH.RU



ИННОВАЦИИ В ЗАКАНЧИВАНИИ СКВАЖИН И ОТБОРЕ КЕРНА

- ОТБОР ИЗОЛИРОВАННОГО КЕРНА С ПРИМЕНЕНИЕМ ИЗОЛИРУЮЩЕГО АГЕНТА НА ПОЛИМЕРНОЙ ОСНОВЕ <<КОРИЗОГЕЛЬ>>
- ОТБОР ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ПАЛЕОМАГНИТНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ
- МАКРООПИСАНИЕ, ПРЕПАРИРОВАНИЕ, ГАММА-КАРОТАЖ, ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА
- СРЕДНИЙ ВЫНОС ПРИ ОТБОРЕ КЕРНА - 97%, В ТОМ ЧИСЛЕ ПО СЛАБОЦЕМЕНТИРОВАННЫМ ПОРОДАМ - 94%

SIBBURMASH.RU

- ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
- МНОГОСТВОЛЬНОЕ ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН
- ЗАКОЛОННЫЕ, ГИДРОМЕХАНИЧЕСКИЕ, НАБУХАЮЩИЕ ПАКЕРЫ
- ПРОРАБАТЫВАЮЩИЕ БАШМАКИ
- СЕРВИС ПО ЗАКАНЧИВАНИЮ СКВАЖИН ХВОСТОВИКАМИ

СибБурМаш

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-29-32 УДК 622.276 I Научная статья

Выбор рациональной системы разработки газонефтяных месторождений с помощью многовариантного моделирования

Потапов К.Р., Полозов М.Б., Трубицына Н.Г., Борхович С.Ю.
Удмуртский государственный университет, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Ижевск, Россия
michael999@inbox.ru

Аннотация
В работе рассмотрен подход к выбору рациональной системы разработки верейских отложений Чутырского газонефтяного месторождения. Для оптимизации системы разработки построена и адаптирована фильтрационная модель верейских и башкирских отложений. Определена рациональная система разработки месторождения на основе результатов многовариантных расчетов.

Материалы и методы
На основе анализа практического материала опробование метода пенокислотного воздействия в условиях разрабатываемых месторождений на территории Удмуртской Республики.

Ключевые слова
рациональная система, система разработки, газонефтяное месторождение, фильтрационная модель, гидродинамическая модель (ГДМ), многовариантный расчет, моделирование

Для цитирования
Потапов К.Р., Полозов М.Б., Трубицына Н.Г., Борхович С.Ю. Выбор рациональной системы разработки газонефтяных месторождений с помощью многовариантного моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 29–32. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-29-32

Поступила в редакцию: 17.04.2021

UDC 622.276 I Original paper

The selection approach for the efficient development method gas-and-oil fields based on multialternative calculations

Potapov K.R., Polozov M.B., Trubicyna N.G., Borkhovich S.Yu.
Udmurt State University, Institute Oil and Gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
michael999@inbox.ru

Abstract
The article describes the selection approach for the efficient development method of the vereiskian formation of the Chutyr field. To optimize the method, the filtration model of the vereiskian and bashkirian formations was prepared and historically matched. Based on multialternative calculations, the practical field development method was determined.

Materials and methods
Based on the analysis of practical material, the testing of the method of foam acid exposure in the conditions of developed fields in the territory of the Udmurt Republic.

Keywords
efficient system, development method, gas and oil field, filtration model, fluid flow model, multialternative calculations, modelling

For citation
Potapov K.R., Polozov M.B., Trubicyna N.G., Borkhovich S.Yu. The selection approach for the efficient development method gas-and-oil fields based on multialternative calculations. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 29–32. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-29-32

Received: 17.04.2021

Разработка месторождений с нефтяными оторочками малой толщины и наличием активных газовых шапок затрудняется образованием газовых и водяных конусов, зональной неоднородностью пласта, а также риском проникновения газа в область нефтяной оторочки или нефти в область газовой шапки [1].

Оптимальным решением по разработке нефтяных оторочек является бурение горизонтальных скважин (ГС), а для исключения вероятности прорыва газа и обеспечения компенсации отборов ГС необходимо создание барьерного заводнения [1]. Барьерное заводнение предназначено для создания водного барьера, разделяющего запасы нефти нефтяной оторочки и газа газовой шапки, предотвращения прорыва газа в нефтяные скважины и вторжения нефти в газовую шапку. При этом способ заканчивания и размещение нагнетательных скважин зависит от параметров пласта, активности газовой шапки и наличия ниже- и вышележащих объектов разработки.

Выбор рациональной системы разработки является одной из главных задач при проектировании [2]. Оптимальное

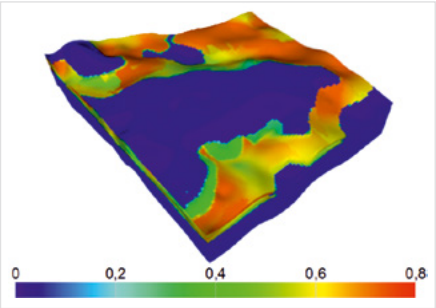


Рис. 1. Куб нефтенасыщенности по кровле коллектора
Fig. 1. Oil saturation cube on the top of the reservoir

Табл. 1. Геолого-физическая характеристика пластов верейского объекта
Tab. 1. Geological and physical characteristics of the layers of the verei object

Средняя нефтенасыщенная толщина, м	6,4
Коэффициент проницаемости, мД	176
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,72
Коэффициент пористости, д. ед.	0,18
Газосодержание, м³/т	23,5

расположение нагнетательных скважин относительно добывающих ГС позволит не допустить прорыва газа, преждевременного обводнения добывающих скважин и достичь максимальных технико-экономических показателей разработки месторождения.

Разработка верейских отложений Чутырского месторождения осложнена наличием активной газовой шапки и малыми значениями нефтенасыщенной толщины. В таблице 1 представлены основные геолого-физические характеристики верейского объекта Чутырской площади.

Анализ разработки месторождения показал, что на площади имеются участки, не вовлеченные в разработку.

Для определения рациональной системы разработки газонефтяных месторождений с активной газовой шапкой применялся следующий алгоритм:

- подготовлена и создана секторная гидродинамическая модель (ГДМ) верейских и башкирских отложений среднего карбона выбранного месторождения;
- выполнена адаптация модели;
- проведен анализ результатов моделирования;
- проведены многовариантные расчеты в программном комплексе «Rexlab».

Секторная модель выполнена по краевой зоне нефтяной оторочки и включает 315,1 тыс. активных ячеек (рис. 1). Для учета макронеоднородности продуктивных слоев была использована сетка с размерностью 50×50×0,2 м. В модель загружена необходимая для адаптации промысловая информация.

Адаптация 3D-модели производилась посредством модифицирования вида кривых относительных фазовых проницаемостей и зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости.

Полученные результаты адаптации (рис. 2) позволяют сделать вывод, что построенная секторная ГДМ адекватно отражает процессы, происходящие в пласте, и может быть использована для прогнозирования процесса разработки.

В секторной гидродинамической модели рассмотрены рядные системы с различным соотношением добывающих ГС и нагнетательных наклонно-направленных скважин (ННС) (рис. 3).

Для всех систем просчитано разное время отработки нагнетательных скважин на башкирских отложениях с последующим их переводом на поддержание пластового давления (ППД) на верейских отложениях с шагом в 1 месяц: от запуска скважин в ППД без отработки до перевода в ППД через 12 месяцев. При этом также рассматривалось нетипичное расположение скважин ППД (системы 122 и 124). Параметры a и b также были проварьированы для каждой системы с шагом 50 м: от 100 до 300 м для параметра a и от 100 до 200 м для параметра b.

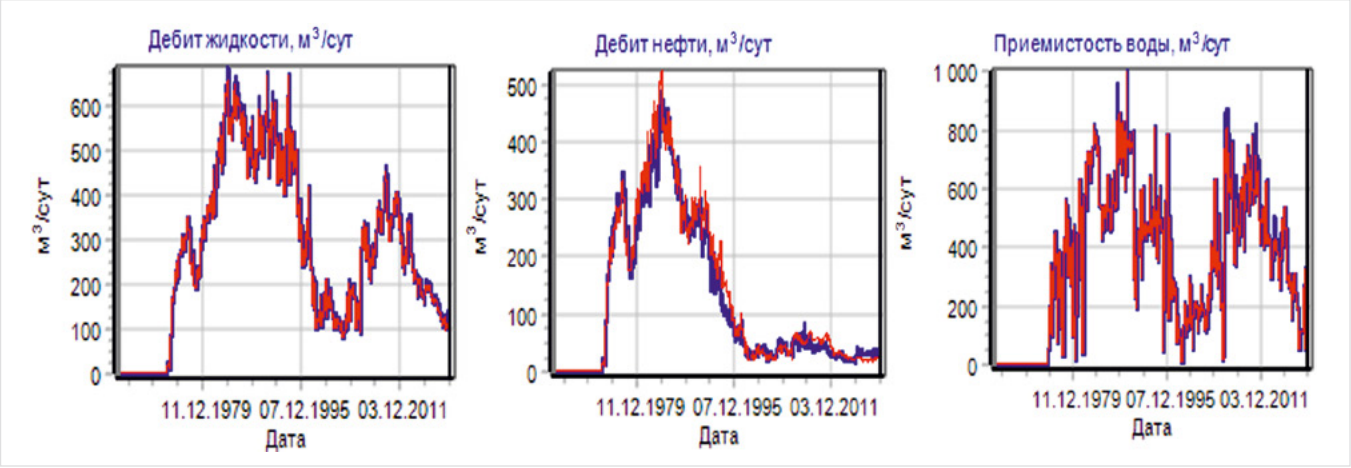


Рис. 2. Результаты адаптации ГДМ (синий график — фактические параметры; красный график — расчетные параметры)
Fig. 2. HDM adaptation results (blue graph – actual parameters; red graph – calculated parameters)

Рис. 3. Элементы систем разработок
Fig. 3. Elements of development systems

Параметр а характеризует расстояние между нагнетательными ННС, а параметр b — расстояние между добывающей ГС и нагнетательными ННС.

Рациональная система разработки выбиралась исходя из соотношения NPV с Га — КИН (рис. 4).

Под NPV с Га понимается NPV, полученный с 1 гектара, занимаемого элементом системы разработки (рис. 3).

По результатам расчета рациональной системой по соотношению КИН — NPV является система 121 с параметром а — 300 м и параметром b — 150 м. Система позволяет достичь максимальных технико-экономических показателей разработки месторождения. На рисунке 5 представлен разрез продуктивного пласта с расположением нагнетательных и добывающих скважин системы 121.

Рекомендуемое время перевода ННС в ППД определялось из соотношения NPV с Га — время перевода. Оптимальным временем перевода, при котором обеспечивается минимальный риск прорыва газа к добывающим скважинам при максимальной выработке нижележащих башкирских отложений, согласно многовариантным расчетам, является 3 месяца (рис. 6).

В результате проделанной работы была определена рациональная система разработки газонефтяного месторождения с оптимальным соотношением и расположением добывающих и нагнетательных скважин. Определено рекомендуемое время перевода ННС в ППД.

Итоги

Рекомендации по выбору рациональной системы разработки верейских отложений Чутырского месторождения:

- необходимо применить систему 121;
- расстояние между нагнетательными скважинами одного элемента системы должно составлять 300 м;
- расстояние от нагнетательных скважин до ГС должно составлять 150 м;
- для выработки нижележащих отложений ННС должны переводиться в ППД через 3 месяца от запуска их в эксплуатацию.

Подобранная система в полной мере обеспечивает компенсацию отборов и не допускает прорыва газа из газовой шапки.

Выводы

- С помощью многовариантного моделирования можно определять рациональную систему разработки.
- Опыт применения приведенной в статье методики можно перенести на любое месторождение с нефтяной оторочкой малой толщины и активной газовой шапкой.

Литература

1. Топал А.Ю., Фирсов В.В., Зорин А.М., Цепелев В.П., Успанов Т.С. Особенности разработки карбонатных пластов месторождений ОАО «Удмуртнефть» с нефтяными оторочками и газовыми шапками с применением барьерного заводнения // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 46–49.
2. Галеев Р.Р., Зорин А.М., Колонских А.В., Хабибуллин Г.И., Мусабиров Т.Р., Судеев И.В. Выбор оптимальной системы разработки низкопроницаемых пластов с применением горизонтальных скважин с множественными трещинами гидроразрыва // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 62–65.

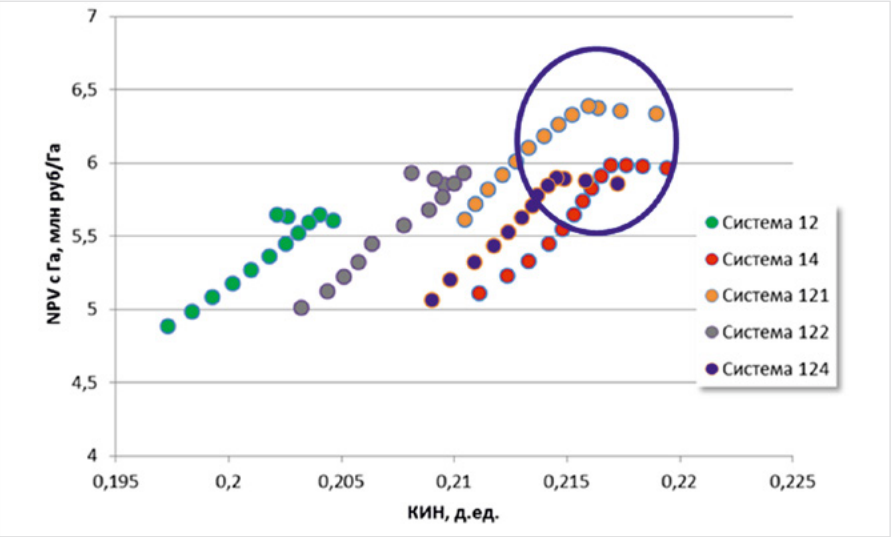


Рис. 4. Результаты расчетов NPV с Га — КИН
Fig. 4. Results of calculating NPV with Ha – KIN

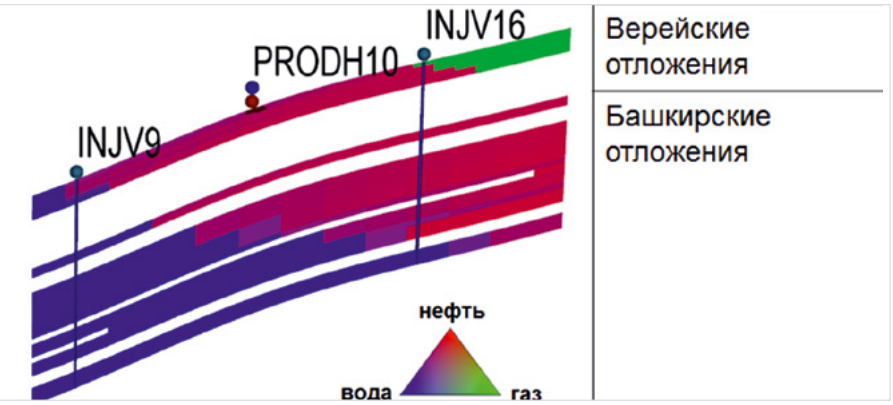


Рис. 5. Разрез продуктивного пласта
Fig. 5. Productive formation section

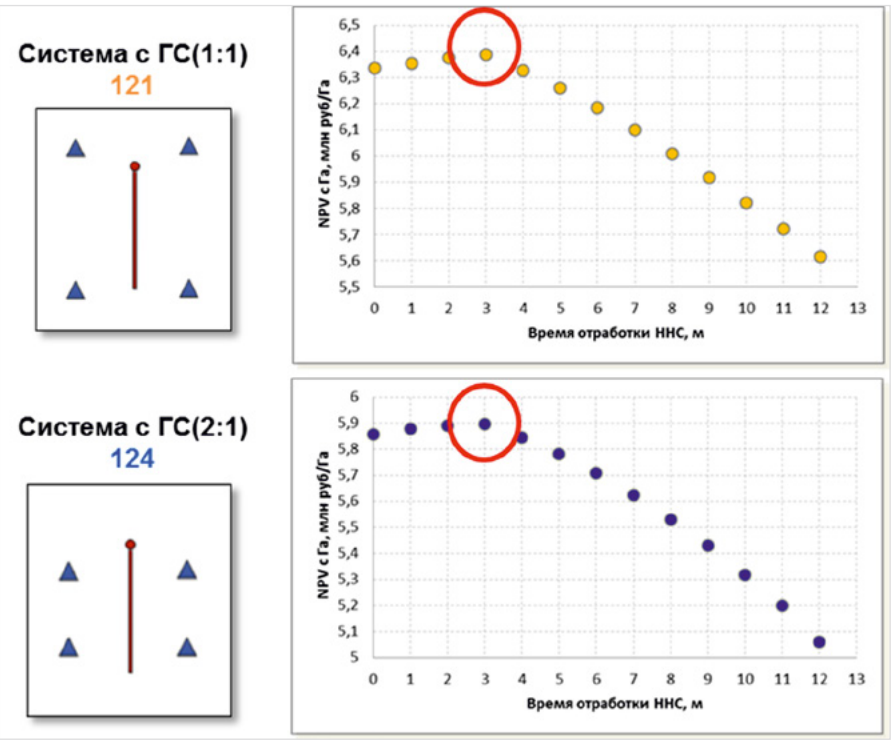


Рис. 6. Результаты расчетов по определению оптимального времени отработки ННС
Fig. 6. The results of calculations to determine the optimal time for operating the oil pumping station

Results

Recommendations for choosing a rational system for the development of the Vereisk deposits of the Chutyrskoye field:

- system 121 must be applied;
- the distance between the injection wells of one element of the system should be 300 m;
- the distance from injection wells to horizontal wells should be 150 m;
- to develop the underlying sediments, the oil pumping stations must be transferred to the reservoir pressure maintenance in 3 months from their commissioning.

Conclusions

- With the help of multivariate modeling, you can determine a rational development system.
- The experience of using the method described in the article can be transferred to any field with a thin oil rim and an active gas cap.

References

1. Topal A.Yu., Firsov V.V., Zorin A.M., Tsepelev V.P., Usmanov T.S. Features of the development of carbonate oil rims with the presence of extensive gas caps using barrier waterflooding of fields of Udmurtneft Ojsc. Oil Industry, 2019, issue 6. P. 46–49. (In Russ).
2. Galeev R.R., Zorin A.M., Kolonskikh A.V., Habibullin G.I., Musabirov T.R., Sudeev I.V. Optimal waterflood pattern selection with use of multiple fractured horizontal wells for development of the low-permeability formations.Oil industry, 2013, issue 10, P. 62–65. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Полозов Михаил Брониславович, к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия
Для контактов: michael999@inbox.ru

Потапов Константин Радиславович, студент 2 курса магистратуры, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Трубицына Наталья Геннадьевна, к.ф-м.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Борхович Сергей Юрьевич, к.т.н., доцент кафедры РЭНГМ, Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева, Удмуртский государственный университет, Ижевск, Россия

Polozov Michail Bronislavovich, ph. d., associate professor, Udmurt state university, Institute oil and gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia
Corresponding author: michael999@inbox.ru

Potapov Konstantin Radislavovich, 2nd year master's student, Udmurt state university, Institute oil and gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

Trubicyna Natalia Gennadevna ph. d., associate professor, Udmurt state university, Institute oil and gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

Borkhovich Sergey Yurievich, ph. d., associate professor, Udmurt state university, Institute oil and gas M.S. Gutseriev, Izhevsk, Russia

Отчет о пятнадцатой межрегиональной специализированной выставке «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу»

1–2 апреля 2021 г. в городе Новый Уренгой Ямало-Ненецкого автономного округа в Деловом центре «Ямал» состоялась традиционная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу».

Регионы Крайнего Севера имеют важное значение для развития экономики России. Выставка «Газ. Нефть. Новые технологии — Крайнему Северу» традиционно предоставила возможность представителям топливно-энергетического комплекса Западной Сибири и его контрагентам-представителям науки, бизнеса, муниципального и государственного управления по вопросам развития территории Ямало-Ненецкого автономного округа продемонстрировать новые научно-технические разработки, направленные на решение разнообразных проблем нефтегазовой отрасли, встретиться, обменяться мнениями в ходе дискуссий на круглых столах или непосредственно на выставочных стендах организаций.

На церемонии торжественного открытия глава города А.В. Воронов отметил: «Новый Уренгой – город газодобытчиков и строителей. Благодаря им город образовался, будет жить и развиваться. Любое движение вперед, в том числе и производственное, невозможно без обмена опытом, без новых технологий.

Эта выставка — диалоговая площадка, на которой можно найти партнеров, получить новые знания и встретиться с интересными людьми. Уверен, что подобные встречи перерастут в тесное сотрудничество, придадут импульс промышленному развитию региона».

В рамках программы выставки состоялся круглый стол «Взаимодействие науки и бизнеса. Современные технологии: сферы применения», на котором специалисты компаний-производителей, добывающих компаний и научные сотрудники выступили с докладами, поделились своими знаниями, наработками, проблемами и методами решения.

Специализированная выставка «Газ. Нефть. Новые технологии – Крайнему Северу» собрала 72 предприятия-участника, посетили выставку порядка 2 000 специалистов нефтегазовой отрасли.

СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

КОМПЛЕКСНОЕ РЕШЕНИЕ

РУСМА

ПРАКТИЧЕСКИ ПОЛНЫЙ СПЕКТР универсальных и специализированных смазочных материалов для обеспечения эффективной эксплуатации оборудования, работающего на нефтяном месторождении:

- смазочные материалы для основных компонентов стационарных и мобильных бурильных установок (масла, защитные антикоррозионные смазки для оборудования и канатов, смазки для насосного оборудования и для агрегатов системы подачи бурового раствора);
- универсальные смазки с противоизносными присадками EP (Extreme Pressure Additives) для подшипников и других узлов трения добывающих и транспортирующих агрегатов;
- смазочные материалы для автомобилей и спецтехники, паропромысловых установок, цементировочных насосных и ремонтных агрегатов;
- защитные и антифрикционные твёрдосмазочные покрытия в аэрозольной упаковке для приработки, защиты от коррозии, износа и прикипания поверхностей резьбовых соединений;
- резьбовые смазки «РУСМА» для герметизации, увеличения срока службы и снижения коррозии резьбовых соединений в условиях повышенной влажности, арктического холода, тропической жары и агрессивных сред

Выгодные цены **Гарантированные поставки**

Компания «РУСМА» 192177, Санкт-Петербург, 3-й Рыбацкий проезд, д. 7
Тел.: 8 (800) 234-58-83 (бесплатно для регионов), 8 (812) 707-31-08 (доб. 801)
e-mail: info@rusma.spb.ru, www.rusma-spb.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-34-40 УДК 622.276, 622.512/514.001.18 I Научная статья

Адаптации геолого-технологической модели с использованием сейсмогеологического анализа на примере месторождения ЯНАО

Горланов А.А., Воронцов Д.Ю., Щетинин А.С., Аксенов А.И., Овчинникова Д.Г.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В процессе разработки массивных газовых залежей неизбежен процесс подъема газо-водяного контакта (ГВК), который ведет к обводнению скважин и падению суточной добычи газа. Бурение боковых горизонтальных стволов и новых горизонтальных скважин позволяет поддерживать добычу на проектном уровне.
Направление бурения горизонтального участка скважины в значительной степени определяет ее эффективность. В сложных геологических условиях детальный анализ данных сейсмики в районе бурения позволяет снизить риски бурения и достичь плановых запускных показателей.
Учет сейсмических данных в геологических моделях зачастую ограничивается низким коэффициентом корреляции между фильтрационно-емкостными свойствами, полученными по скважинам, и сейсмическими атрибутами. В гидродинамических моделях данные сейсмики используются с учетом допущений, принятых инженерами-геологами.

Материалы и методы
В работе использован циклический подход к геологическому моделированию: реализации включают углубленный анализ сейсмических данных и динамики работы скважин. Были применены современные программные модули для автоматической проверки соответствия геологической реализации истории разработки, а также оценки неопределенностей. Это позволило получить высокие коэффициенты корреляции между обводнением скважин и сейсмическими атрибутами и разработать методику определения наличия глинистых перемычек и «окон слияния» массивной газовой залежи с водонасыщенными объемами.

Ключевые слова
геологическое моделирование, фильтрационное моделирование, покурская свита, залежь газа, сеноман, горизонтальные скважины, атрибутный анализ

Для цитирования
Горланов А.А., Воронцов Д.Ю., Щетинин А.С., Аксенов А.И., Овчинникова Д.Г. Адаптации геолого-технологической модели с использованием сейсмогеологического анализа на примере месторождения ЯНАО // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 34–40.
DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-34-40

Поступила в редакцию: 22.04.2021

UDC 622.276, 622.512/514.001.18 I Original Paper

Seismogeological analysis as a tool of history matching: YNAO Case Study

Gorlanov A.A., Vorontsov D.Y., Schetinin A.S., Aksenov A.I., Ovchinnikova D.G.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The process of raising the gas-water contact (GWC) is inevitable during development of the reservoir. This leads to flodding of wells and reducing of daily gas production. Horizontal sidetracks and new horizontal drilling allows to maintain production at the required level.
Mostly, the direction of the horizontal section of the well determines its efficiency. In difficult geological conditions, a detailed analysis of seismic data in the drilling area allows to reduce drilling risks and achieve planned starting rates.
Accounting of seismic data in geological models is often limited by a low correlation coefficient between reservoir properties obtained from wells and seismic attributes. Simulation models use seismic data based on the assumptions made by the geological engineers.

Materials and methods
In this paper authors uses a iterative approach to geological modeling: implementations include in-depth analysis of seismic data and well performance dynamics. Modern software modules were used to automatically check the compliance of the geological implementation with the development history, as well as to assess the uncertainties. High correlation coefficients between well water cut and seismic attributes obtained. Authors developed a method for determining the presence of shale bodies and "confluence windows" of a massive gas reservoir with water-saturated volumes.

Keywords
geological modeling, simulation run, Pokurskaya suite, gas reservoir, cenomanian, horizontal wells, attribute analysis

Citation
Gorlanov A.A., Vorontsov D.Y., Schetinin A.S., Aksenov A.I., Ovchinnikova D.G. Seismogeological analysis as a tool of history matching: YNAO Case Study. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 34–40. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-34-40

Received: 22.04.2021

Развитие газового потенциала является одной из стратегических задач ПАО НК «Роснефть» (далее Компания). Добыча газа осуществляется силами более чем 35 дочерних обществ и совместных предприятий в Западной и Восточной Сибири, Центральной России, на юге Европейской части России, на Дальнем Востоке, а также в Египте, Вьетнаме и Канаде. С 2022 г. компания планирует добывать 100 млрд куб. м газа в год, при этом ресурсный потенциал Компании позволяет обеспечить дальнейшее наращивание добычи. В связи с этим в Компании применяются современные подходы к достоверному планированию добычи газовых и газоконденсатных промыслов.

Рассматриваемая газовая залежь в административном отношении расположена в ЯНАО. В разрезе осадочного чехла в пределах лицензионного участка промышленная нефтегазоносность установлена в нижне-среднеюрских, неокомских и апт-альб-сеноманских отложениях. Площадь залежи практически полностью покрыта 3D-сейсморазведкой.

По принятым представлениям пласт сформировался в переходной обстановке осадконакопления и характеризуется высокой латеральной и вертикальной изменчивостью. В разрезе преобладают фации, представленные осадками приливно-отливной зоны, берегового склона и отложениями подвижного мелководья. Литологически пласт представлен слабосцементированными трансгрессивными песчаниками со следами волновых процессов и интенсивной биотурбации, алевролитами крупно-мелкозернистыми с глинистыми разностями и их переслаиванием. Местами рыхлые и слабоуплотненные (до песков). Массивная сводовая залежь обладает высокими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и мощным аквифером. Средняя газонасыщенная мощность объекта составляет 15 м, максимальная — 30 м, проницаемость меняется от 6 до 4 000 мкм^2.

Сверху рассматриваемый объект ограничен региональной глинистой покрышкой. Нижележащие пласты являются полностью водонасыщенными и имеют гидродинамическую связь с разрабатываемой залежью.

История разработки

Промышленная добыча газа на объекте ведется более 10 лет. Выработка запасов, снижение давления и наличие мощного аквифера привели к интенсивному внедрению и обводнению фонда скважин.

На начало 2021 г. отбор газа составил более 50 % от начальных извлекаемых запасов. Пластовое давление в газонасыщенной части снизилось до 40 % от начального. При этом обводнилась или работает с признаками пластовой воды значительная часть эксплуатационного фонда.

Основную роль в продолжительности безводной эксплуатации играет технологический режим работы скважин и наличие выдержанной глинистой перемычки-флюидоупора между забоем скважины и водонапорным горизонтом. Сформированная система разработки характеризуется низкой степенью вскрытия продуктивных толщин бурением. Данный факт не позволил достоверно определить наличие флюидоупора под кустами добывающих скважин, и формально оно определялось стахостическим распределением при построении геологической основы.

На текущий момент 20 % эксплуатационного фонда вскрывает газоводяной контакт (ГВК) бурением, 46 % фонда вскрывает менее половины газонасыщенной мощности изучаемого пласта (рис. 1). По этой причине вопрос достоверного прогнозирования прорыва воды к добывающим скважинам остается актуальной задачей для Компании.

Опыт разработки объекта показывает, что выполнение ремонтно-изоляционных работ (РИР) приводит к значительному снижению продуктивности скважин или, в случае некорректного прогнозирования перемычки, к повторному обводнению.

На основании накопленного опыта самым действенным методом для восстановления работоспособности фонда является зарезка боковых стволов с горизонтальным окончанием (ЗБГС) в кровельную часть пласта с целью продления безводного срока службы скважины.

При проектировании бурения ЗБГС основной проблемой стал слабопрогнозируемый подъем ГВК до кровли пласта как вблизи, так и на отдалении от эксплуатационного фонда. Данный факт осложняет проектирование ЗБГС и бурения новых кустов на отдалении от основной разрабатываемой зоны.

За историю разработки накоплен опыт бурения неудачных ЗБГС обводненных скважин в соседние зоны, в которых скважины работают без признаков воды. В момент неудачного бурения фильтрационная модель, построенная только по скважинным данным, не отражала в полной мере фактический подъем ГВК в районе бурения зарезок боковых стволов (ЗБС). Глинистая перемычка, построенная в модели путем интерполяции данных соседних скважин, сдерживала подъем контакта.

В ходе разработки объекта в ряде разведочных и транзитных скважин, удаленных от эксплуатационной зоны, зафиксирован значительный подъем ГВК. Один из ярких примеров показывает, что в 2013 г. скважина вскрыла ГВК на начальной отметке. Спустя семь лет разработки выполнено исследование, по которому зарегистрировали подъем контакта на 11 м. Спустя десять месяцев повторные исследования зафиксировали водонасыщение на 24 м выше начального контакта. При этом ближайшие эксплуатационные скважины, расположенные в трех километрах, работают без признаков воды.

Основная причина подъема ГВК в зонах с отсутствием добычи — наличие градиента давления между газонасыщенной зоной и аквифером при условии наличия «литологических окон» — монолитного коллектора без выдержанных по площади глинистых перемычек.

В результате основным фактором успешности бурения ЗБС является достоверный прогноз флюидоупоров в межскважинном пространстве.

Анализ данных сейсмики

Спроецировав скважины без глинистой перемычки на сейсмический разрез, можно увидеть, что они попадают на участки пониженной амплитуды сейсмического сигнала. И наоборот, скважины, в которых продуктивный пласт подстилается глинами, попадают на участки выдержанной высокой положительной амплитуды сейсмического сигнала. Проведенные промысловые исследования в последних скважинах зарегистрировали незначительный подъем контакта, что подтверждает факт наличия перемычки-флюидоупора.

Выделение зон по сейсмическим данным обусловлено различным акустическим контрастом между монолитным газонасыщенным песчаником и зонами с наличием глинистых тел [1, 2]. При этом однозначно выделяются аномалии по сейсмическому атрибуту «средняя положительная амплитуда» (СПА). По атрибуту возможно проследить элементы осадконакопления, например, меандрирующее русло, конус прорыва

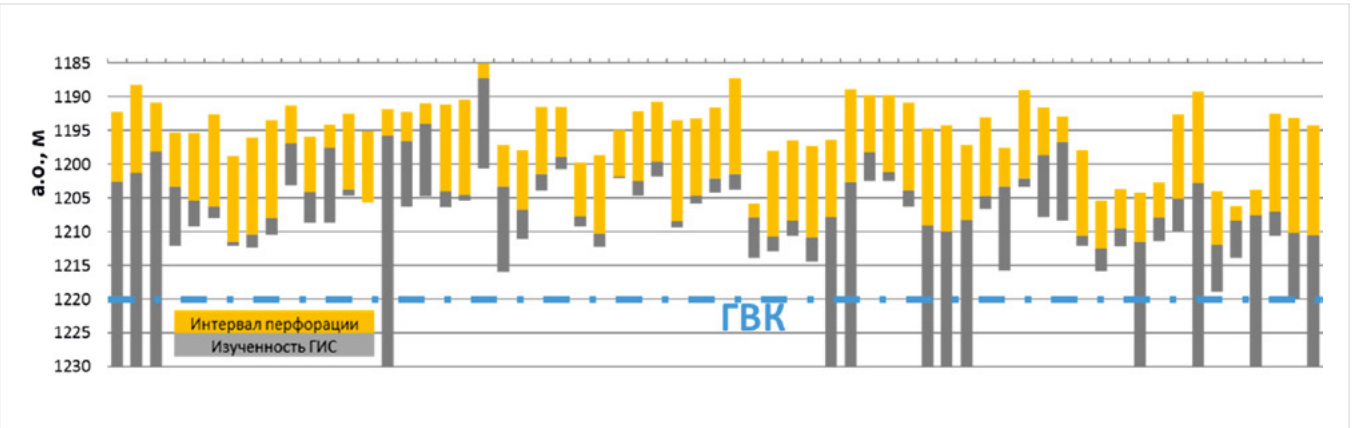


Рис. 1. Изученность фонда по ГИС
Fig. 1. Well logging statistics in depth

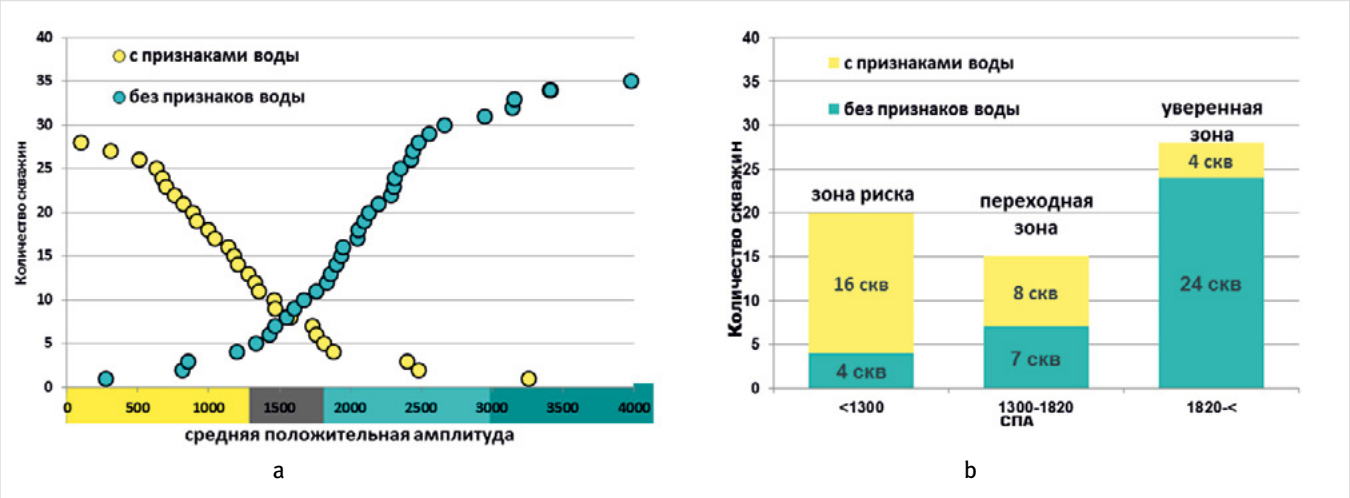


Рис. 2. a — зависимость количества обводненных скважин от СПА; b — распределение случаев обводнения по зонам
Fig. 2. a – flooded wells statistic by APA; b – distribution of flooding by zones

берегового вала, распределительные каналы и береговая линия. По результатам анализа сейсмических разрезов выделены границы элементов, атрибутов и срезов по кубу спектральной декомпозиции [2].

Проведенный анализ добычи эксплуатационных скважин (скорость обводнения) и сейсмических атрибутов позволил получить зависимость между средней положительной амплитудой и обводнением скважин. При увеличении СПА статистически снижается количество случаев обводнения скважин. При уменьшении атрибута СПА происходит увеличения доли песчаников в разрезе, позволяющих обводнять добывающие скважины (рис. 2).

Для построения актуализированной геологической и фильтрационной модели пласта выполнено картирование «литологических окон» (рис. 3).

Зоны риска (закрашены желтым): 80 % скважин, расположенных в этой зоне, обводнены (увеличенный дебит воды, остановлены по обводнению, проведены ремонтно-изоляционные работы, пробурены боковые стволы. Переходные зоны (закрашены серым): вероятности обводнения и безводной эксплуатации равны. Уверенные зоны (зеленый и темно-зеленый цвет): 86 % скважин работают без признаков воды.

По площадному анализу основной обводненный фонд расположен в южной части залежи, где выделяется дельта, наличие литологических окон в которой обусловлено высокой динамикой распределительных каналов и опесчаниванием разреза [1].

В северной части залежи и на западе месторождения доля обводившихся скважин значительно ниже. Меандрирующее русло и береговая линия — условия с менее интенсивной динамикой потоков относительной дельты. Эти условия способствуют формированию более выдержанных по площади глинистых тел, которые играют роль флюидоупоров.

Согласно работе [4] подавляющее большинство сеноманских залежей считаются массивными и водоплавающими. Кроме того, отмечается, что порядка 86 % открытых сеноманских залежей не имеют выявленных осложнений, включая тектонические. Данный факт позволяет использовать описываемую методику прогнозирования бурения на других активах Компании и региона в целом.

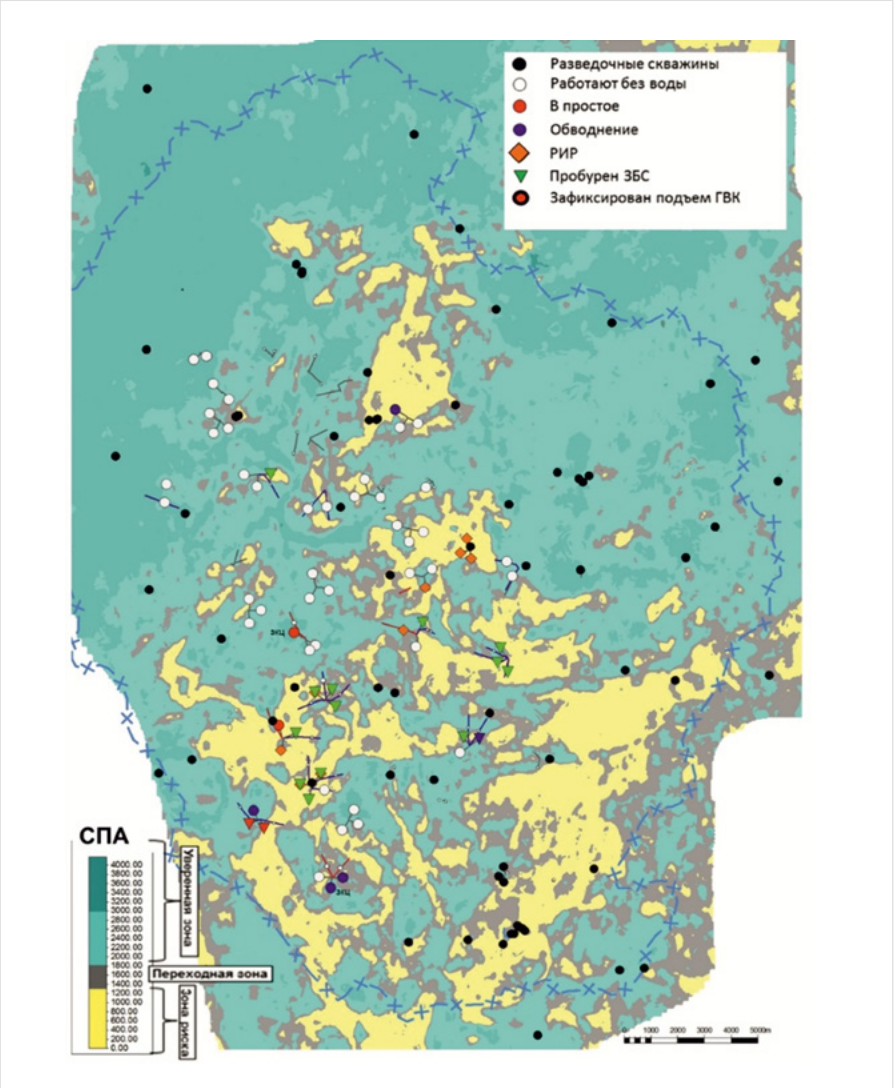


Рис. 3. Картированные зоны СПА
Fig. 3. Mapping of APA

Настройка фильтрационной модели

Особенностью выполнения проекта являлась комплексная работа по созданию связанной геолого-технологической модели с соответствующими друг другу и не противоречащими блоками информации (сейсмика, геофизика, газодинамика). Классический подход по внедрению множителей в фильтрационную модель без возврата к исходным данным является некорректным в силу сохранения большей части

Рис. 4. Блок-схема предварительной настройки фильтрационной модели
Fig. 4. Flow chart of basic history matching

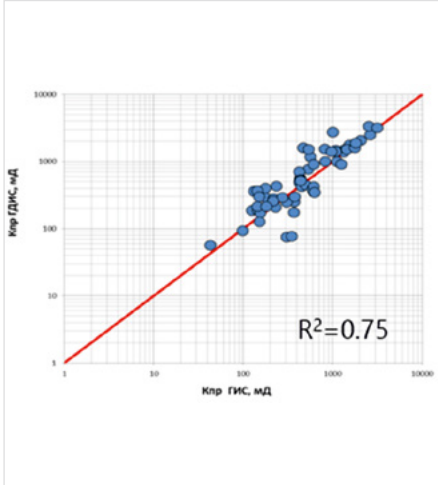


Рис. 6. Сопоставление Кпр по ГИС с ГазДИ
Fig. 6. Well Log and Well test permiablity comparison

ошибок и неточностей в конечном инструменте прогнозирования технологических параметров [3].

Условно блок-схему предварительной настройки фильтрационной модели можно разделить на три основные части (рис. 4).

Процесс настройки фильтрационной модели заключался в оценке влияния примененной методики внедрения карты «литологических окон» в геологическую модель. Основной сложностью являлось соблюдение Корпоративных стандартов по построению геологической модели (сохранение статистики распределения, средних свойств пласта и прочие параметры). При этом после первичных запусков фильтрационной модели и проведения многочисленных экспериментов отмечено расхождение расчетных и фактических данных по обводнению добывающих скважин, которые требовали детальной доработки.

В процессе адаптации фильтрационной модели обнаружены зоны, в которых ФЕС, получаемые по интерпретации ГИС, не соответствовали газодинамическим исследованиям (ГазДИ) по скважинам, и для настройки скважины требовалось одновременно увеличить и уменьшить ФЕС для настройки на kH и продуктивность скважин. Большая часть данных скважин не вскрыли водоносный пласт. Авторами параллельно произведена работа по приведению решений геологии, гидродинамики, ГИС и ГДИ к единому взвешенному решению с минимизацией противоречий.

По данным скважинам проведен анализ текущей версии интерпретации, и большая часть скважин пересмотрена на предмет пересчета значений пористости и проницаемости. Ввиду того, что в данных скважинах прописан ограниченный комплекс ГИС: РК (ГК, НК) и УЭС, имеется значительная неопределенность в определении пористости. В большинстве скважин пористость рассчитана по αПС. В скважинах, не вскрывающих водоносные горизонты, затруднено определение линии чистых песчаников, поэтому при расчете пористости опирались на соседние скважины, где вскрыт водоносный коллектор (мощный водонасыщенный песчаник, более 4 м), либо скважины-пилоты с расширенным комплексом ГИС.

В ряде скважин, которые бурились на растворе с низкой минерализацией, амплитуда ПС минимальна, что затрудняет выделение коллекторов и просчет пористости по ПС. Поэтому расчет пористости произведен по методу ГК, на который минерализация воды не оказывает влияние.

В ходе данных манипуляций и итерационного подхода удалось получить куб проницаемости с умеренной сходимостью с параметром kH и продуктивностью.

Кроме этого, проведенные в скважинах ГазДИ также учитывались при оценке ФЕС при переинтерпретации ГИС. kH по скважинам определялась с учетом принятой геологической концепции (до ближайшей выдержанной глинистой перемычки).

Возникшие трудности с адаптацией связаны в первую очередь с тем, что эксплуатационные скважины не добурены до уровня начального ГВК, и поэтому детально воспроизвести строение пласта в приконтактовой зоне пласта невозможно. Также достоверно оценить ФЕС не представляется возможным.

Ниже представлен фрагмент планшета одной из скважин (рис. 5).

После корректировки в допустимых диапазонах значений коэффициента

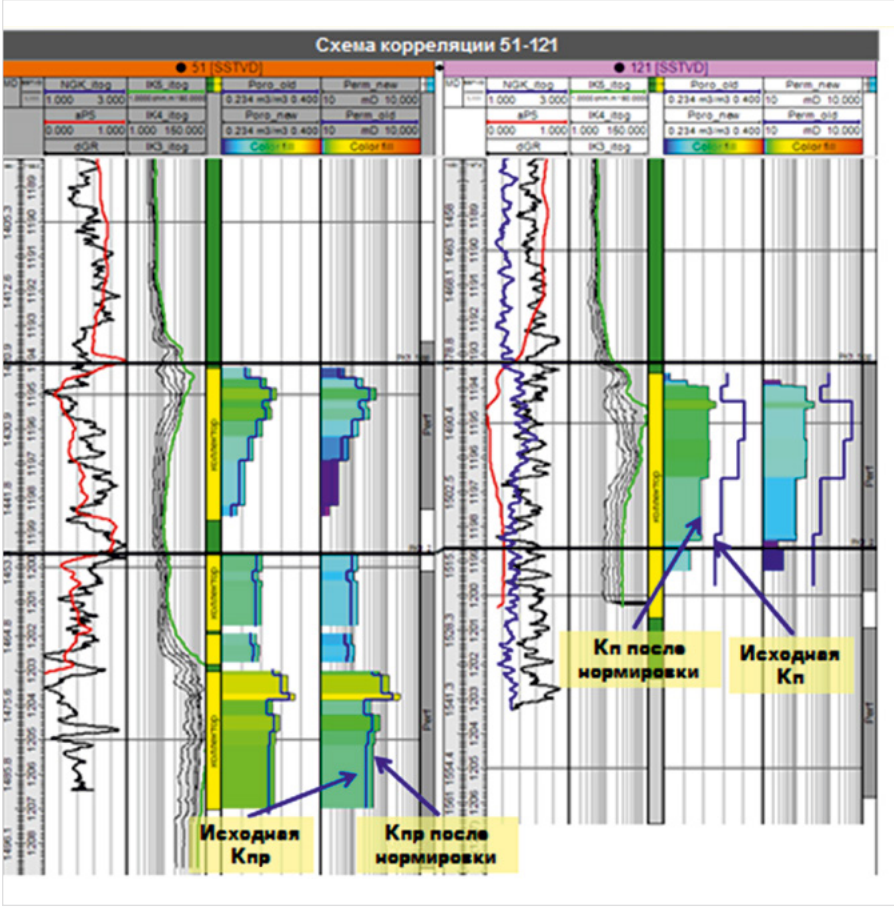


Рис. 5. Фрагмент планшета по скважине
Fig. 5. Well log example

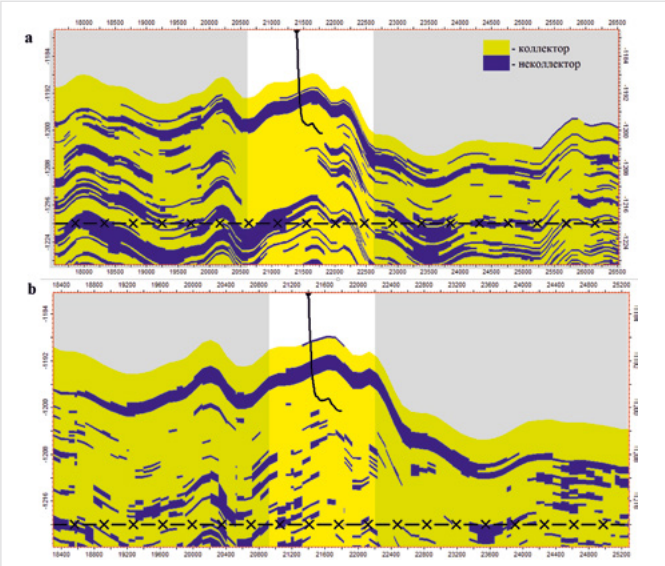


Рис. 7. Песчанистость в районе скважины А: а — исходная итерация; b — модификация
Fig. 7. Well A cross-section of NTG: a – Initial; b – modification

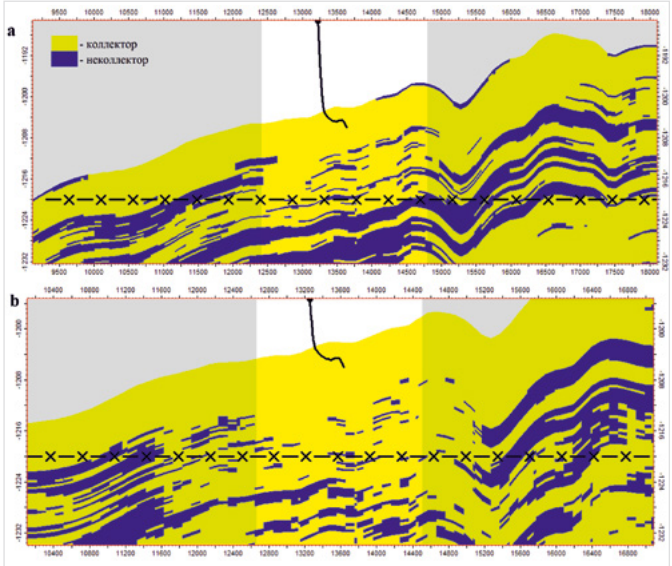


Рис. 9. Песчанистость в районе скважины Б: а — исходная итерация; b — модификация
Fig. 9. Well B cross-section of NTG: a – Initial; b – modification

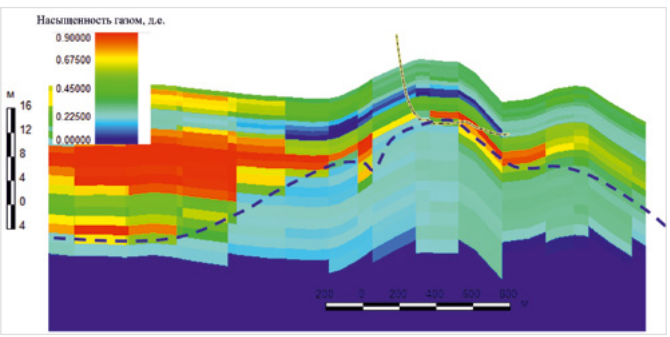


Рис. 8. Результат моделирования подъема ГВК по скважине А
Fig. 8. Well A cross-section of GWC

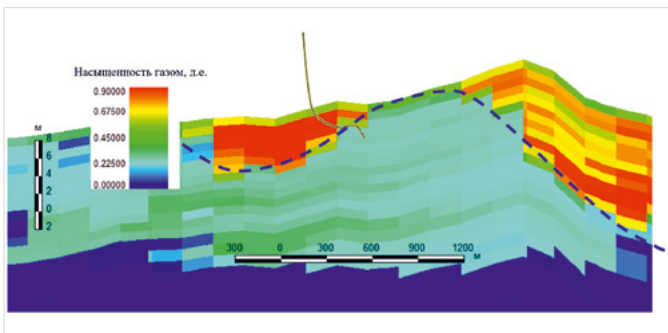


Рис. 10. Результат моделирования подъема ГВК по скважине Б
Fig. 10. Well B cross-section of GWC

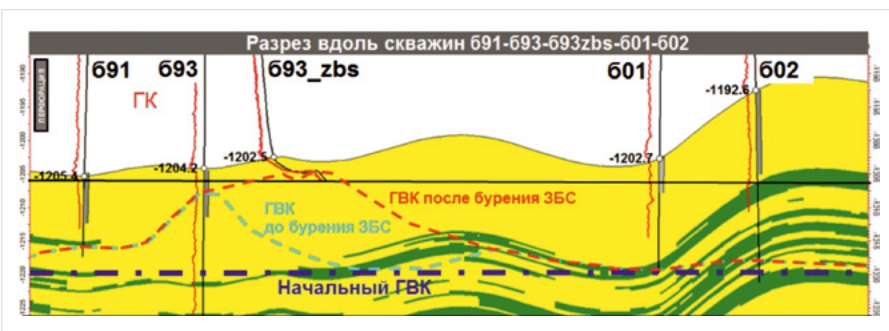


Рис. 11. Разрез геологической модели на примере неудачного бурения
Fig. 11. Unsuccessfull drilling cross section

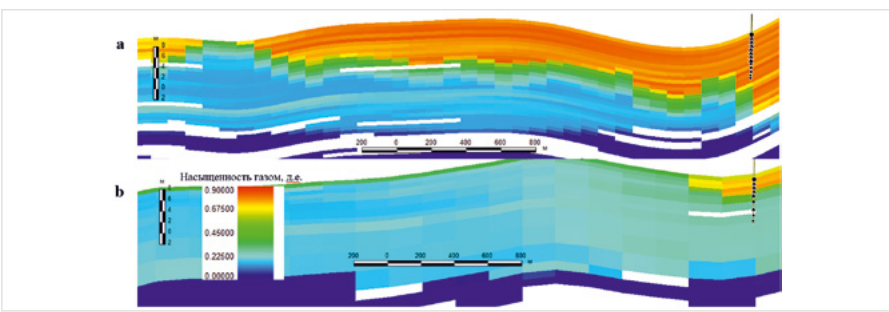


Рис. 16. Разрез газонасыщенности по скважине В: а — фильтрационная модель 2019; b — фильтрационная модель 2020
Fig. 16. Gas saturation cross-section, well B: a – simulation model 2019; b – simulation model 2020

пористости выполнялся пересчет проницаемости. В результате полученные значения проницаемости по ГИС стали соответствовать параметру kH, определенному ГазДИ (рис. 6).

В процессе анализа геологической реализации выделен пул «реперных» скважин, которые характеризуются экстремальным характером обводнения. Базовая оценка применимости геологической реализации оценивалась по внедрению воды из водонасыщенного пласта по этим скважинам.

Несмотря на то, что карта СПА достоверно показывает связь газонасыщенной и водонасыщенной части пласта, для настройки требовалось детальное локальное моделирование «опасных зон», а именно оценка опесчанистости разреза и ее модификация.

Пример детальной настройки песчанистости в опасной зоне представлен ниже (рис. 7–10).

Описанный выше в пункте «истории разработки» пример неудачного бурения ЗБГС в новой фильтрационной модели попал в промытую зону (рис. 11).

В результате работы мультидисциплинарной группы специалистов и постоянного возврата к исходным данным для перестроения модели удалось добиться высокого уровня соответствия исходным данным. Построенная геолого-технологическая модель имеет высокую сходимость на фактические данные, корректно описывается коллектор

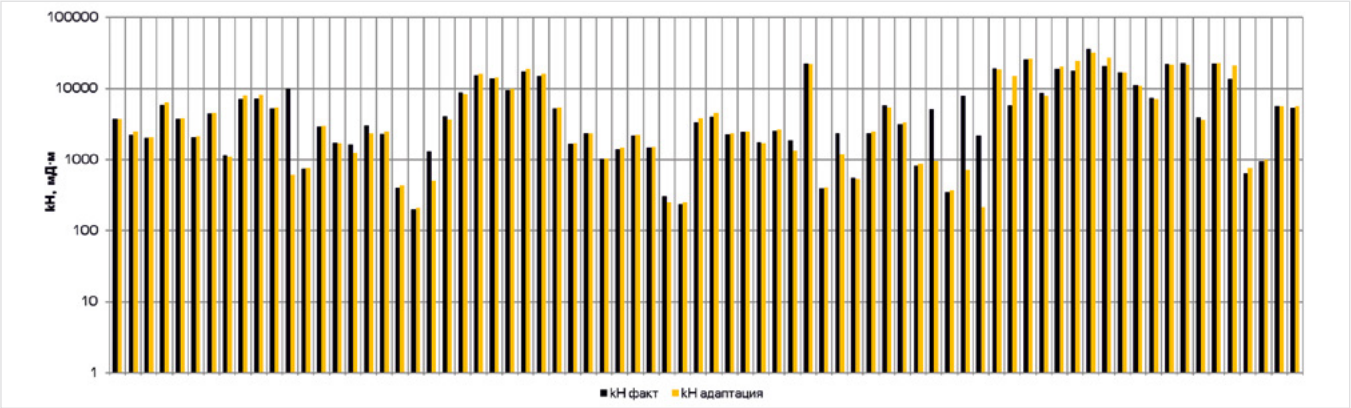


Рис. 12. Настройка kH
Fig. 12. History matching of kH

в зонах работы скважин и пьезометрического фонда (настройка на параметр kH, продуктивность скважин). Модель показывает корректную динамику отборов и пластового давления.

Текущая настройка kH, продуктивность, энергетика и интегральные отборы представлены ниже (рис. 12–15).

Итоги

В результате создания новой фильтрационной модели выполнен пересчет прогнозного варианта разработки пласта. По результатам расчета выявлено, что предыдущая реализация модели имела более выдержанную глинистую перемычку, что сдерживало подъем ГВК по площади куста и привело к его умеренному подъему, в то время как новая АГДМ показала экстремальное внедрение воды в залежь. Пример скважины В приведен на рисунке ниже (рис. 16).

По факту скважина выбыла по обводнению в конце 2020 г. и в результате потребовалось бурение ЗБГС для поддержания добычи. Пробуренный ЗБГС заложен в умеренно безопасную зону пласта согласно карте СПА. На текущий момент скважина работает без признаков воды.

Выводы

Проведенная работа позволила найти зависимость между интенсивностью (скоростью обводнения скважин) и сейсмическими атрибутами. Полученный анализ помог выполнить оптимизацию расположения новых скважин и зарезок боковых стволов базового фонда. В результате авторами выделено

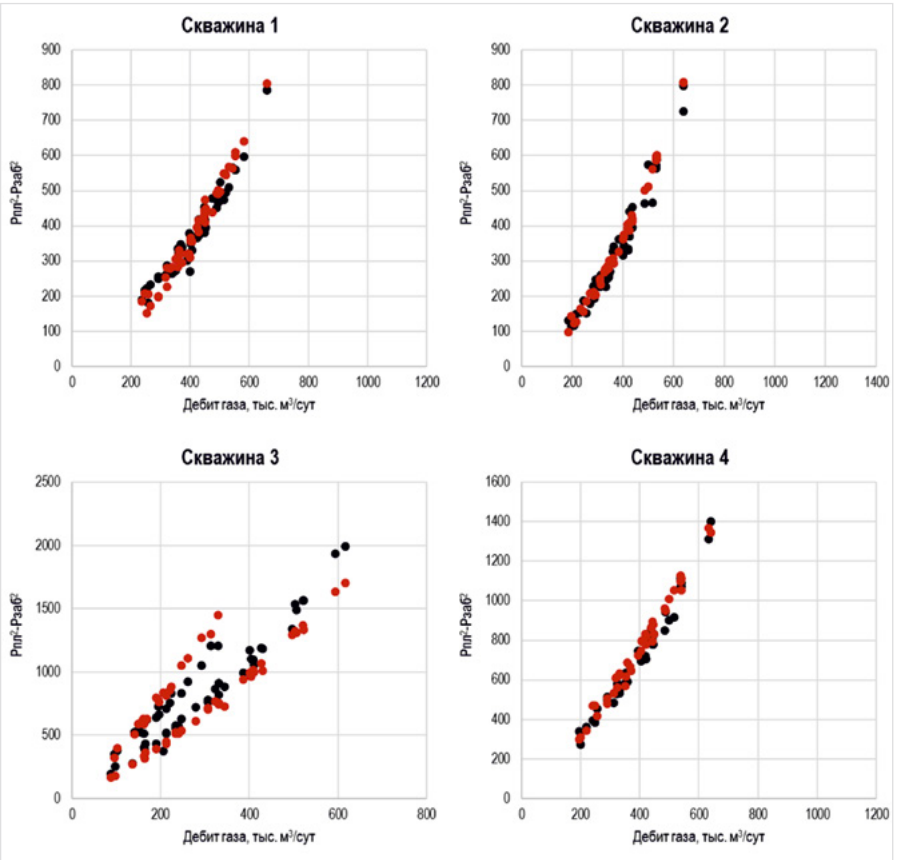


Рис. 13. Настройка продуктивности скважин
Fig. 13. Indicator diagram history matching

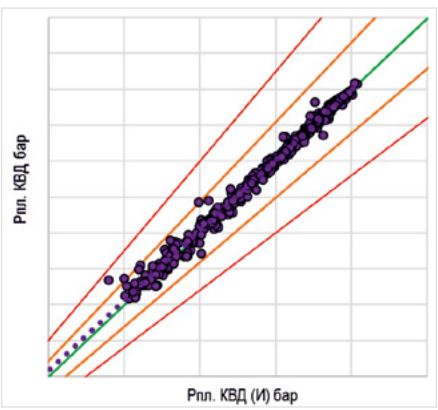


Рис. 14. Настройка энергетического состояния залежи
Fig. 14. History mathching of layer pressure

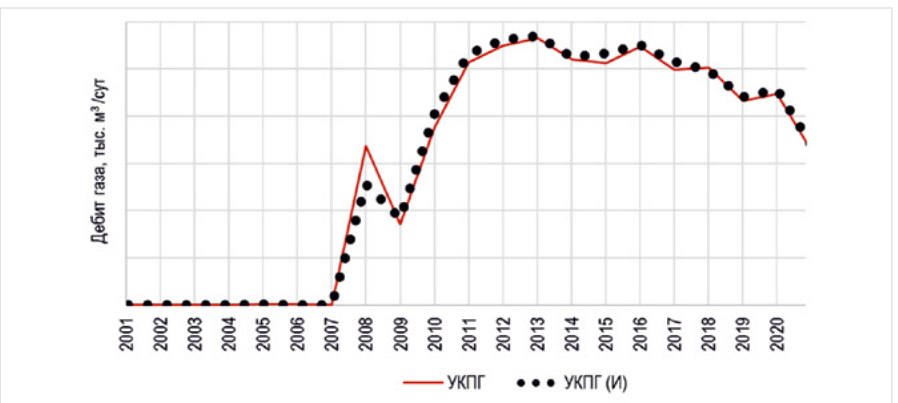


Рис. 15. Интегральная настройка отборов
Fig. 15. History matching of production

три основные зоны, которые характеризуются разным уровнем «безопасности» для бурения, а именно: уверенная, переходная и зона риска.
Построена фациальная модель месторождения, которая стала основой для создания новой концепции геологической модели. На базе полученной геологической модели реализован инструмент прогнозирования технологических параметров работы скважин и их динамики обводнения. Авторами было установлено, что скорость и динамика обводнения скважин напрямую зависит от условий осадконакопления. С учетом выполненного анализа успешно пробурены новые горизонтальные скважины и зарезки боковых стволов. Установлено влияние условий осадконакопления на длительность безводной эксплуатации газовых скважин. Определено положение песчаных тел, крупных флювиальных русел и каналов, а также аккумулятивных форм. Детальный анализ данных сейсмики при заложении новых скважин и ЗБГС в значительной мере определяет успешность бурения и эффективность разработки маломощных газовых залежей.
В результате данный подход позволил получить достоверный прогноз с сохранением геологической концепции при адаптации фильтрационной модели.
По итогам работы проведено успешное тиражирование опыта моделирования на другие активы Компании в данном регионе.

Литература

1. Щетинин А.С., Бондарь Е.В., Орлов А.Ю., Кунаккужин И.А. Использование данных сейсморазведки в процессе разработки газовой залежи сеномана. Газовая промышленность. 2020. № 5. С. 36–42.
2. Грищенко М.А., Аксенов А.И., Максимович О.Д., Щетинин А.С., Кривощеков И.С., Осипенко А.С. Сейсмофациальное моделирование как инструмент повышения достоверности прогноза добычи пласта ПК1 Берегового месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 10. С. 54–61.
3. Горланов А.А., Давлетшин А.И., Белянский В.Ю., Юшков А.Ю., Абрашов В.Н. Обоснование наиболее вероятной геологической основы путем итерационного моделирования // Научный журнал российского газового общества. 2019. № 2. С. 11–17.
4. Самохин А.А. Ловушки сеноманских газовых залежей на севере Западной Сибири (типы и прогноз размещения) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2011. Т. 6. № 2. 16 с.

ENGLISH

Results

As a result of the creation of a new model, the forecast of the reservoir development was estimated. Based on the results of the analysis, it was revealed that the previous iteration of the model showed a more streching clay bodies, which constrained the rise of the GWC over the area of the pads and reached its moderate rise, while the new realisation of simulation had extreme flooding the reservoir. An example of well B is shown in the figure below (fig. 16).
In fact, the well retired due to water cut at the end of 2020, and as a result, sidetracking was required to maintain production. The drilled sidetrack was laid in a moderately safe formation zone according to the APA map. At the moment, the well is operating without signs of water.

Conclusions

Authors have find the relationship between the intensity (rate of waterflooding of the wells) and seismic attributes. The resulting analysis helped to optimize the location of new wells and sidetracks. As a result, the authors have identified three main zones, which are characterized by different levels of “safety” for drilling (confident, transitional and risk zone).
The facies model of the field was built as the basis for creating a new concept of the geological model. The new tool for predicting the technological parameters of wells operation and their water cut dynamics has been implemented. The authors found that the rate and dynamics of water cut in wells directly depends on the conditions of sedimentation. New horizontal wells and sidetracks were successfully drilled. The dependence of sedimentation conditions on the duration of waterless operation of gas wells has been established. The position of sand bodies, large fluvial channels and channels, as well as accumulative forms was determined. A detailed analysis of seismic data during the placement of new wells and sidetracking largely determines the success of drilling and the efficiency of developing thin gas deposits.
As a result, this approach made it possible to obtain a reliable forecast with maintaining the geological concept during history matching.
Based on the results of the work, the modeling experience was successfully replicated to other assets of the Company in the region.

References

1. Shchetinin A.S., Bondar E.V., Orlov A.Yu., Kunakkuzhin I.A. Using seismic data in the development of the cenomanian gas deposit. Gas industry, 2020, issue 5, P. 36–42. (In Russ).
2. Grishchenko M.A., Aksenov A.I., Maksimovich O.D., Shchetinin A.S., Krivoshchekov I.S., Osipenko A.S. Seismic facial modeling as a tool for increasing the reliability of the production forecast for the pk1 layer of the beregovoye field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 10, P. 54–61. (In Russ).
3. Gorlanov A.A., Davletshin A.I., Belyansky V.Yu., Yushkov A.Yu., Abrashov V.N. Justification of the most probable geological basis through iterative modeling. Scientific journal of the Russian gas society, 2019, issue 2, P. 11–17. (In Russ).
4. Samokhin A.A. Traps of Cenomanian gas deposits in the northern part of western Siberia (types and distributio forecast). Oil and Gas Geology. Theory and practice, 2011, Vol. 6, issue 2, 16 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Горланов Алексей Анатольевич, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Воронцов Дмитрий Юрьевич, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Щетинин Алексей Сергеевич, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Аксенов Александр Иванович, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Овчинникова Диана Геннадьевна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Gorlanov Aleksei Anatolyevich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aagorlanov@tnnc.rosneft.ru

Vorontsov Dmitry Yurievich, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Shchetinin Aleksey Sergeyevich, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Aksenov Alexander Ivanovich, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Ovchinnikova Diana Gennadyevna, lead specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

БМРЗ-150

Новое поколение устройств с расширенными возможностями

Цветной дисплей

Полная работоспособность при температурах от -30 до +55 °С

Мнемосхема присоединения

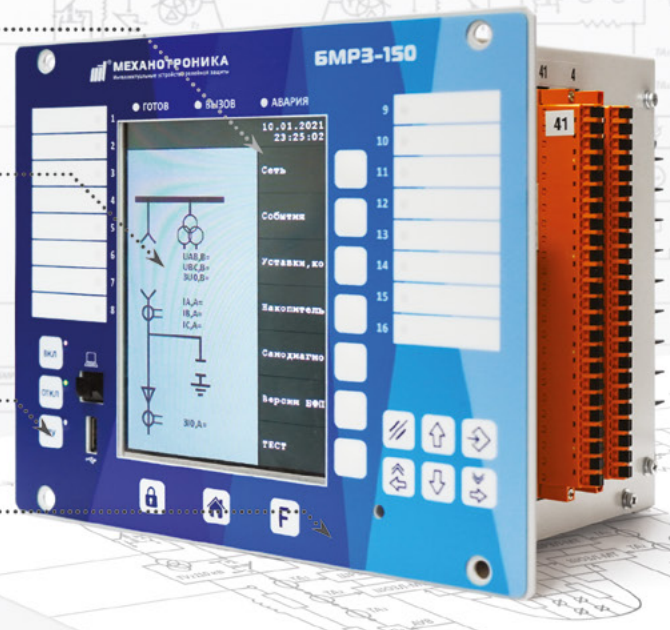
- Отображение положений коммутационного аппарата, заземляющего ножа
- Динамическое отображение измеряемых и вычисляемых величин

Загрузка осциллограмм на USB

Быстрый обмен информацией

Умная подсветка дисплея

- Автоматическая настройка яркости
- Включение при приближении персонала



Устройства серии БМРЗ-150 предназначены для выполнения функций релейной защиты и автоматики различных присоединений напряжением 6–35 кВ.

Новое исполнение – подтвержденные временем надежность и удобство

Устройства обладают высокой надежностью, имеют обширные функциональные возможности, высокотехнологичные программные и аппаратные средства. Это делает устройства серии БМРЗ-150 эффективным решением для реализации самых сложных решений с максимальной гибкостью и удобством.

Единое ПО для устройств НТЦ «Механотроника» с графическим редактором гибкой логики

Сертификат соответствия International Users Group IEC 61850 Edition 2

ООО «НТЦ «Механотроника» более 30 лет разрабатывает и производит интеллектуальные устройства релейной защиты и автоматики. Развиваясь и совершенствуясь, предприятие наращивает выпуск существующих устройств и решений и создает новые, превосходящие по своим параметрам продукцию мирового уровня.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

198206, Санкт-Петербург, ул. Пионерстроя, д. 23, лит. А
Единый телефон тех. поддержки: **8 (800) 250-63-60**

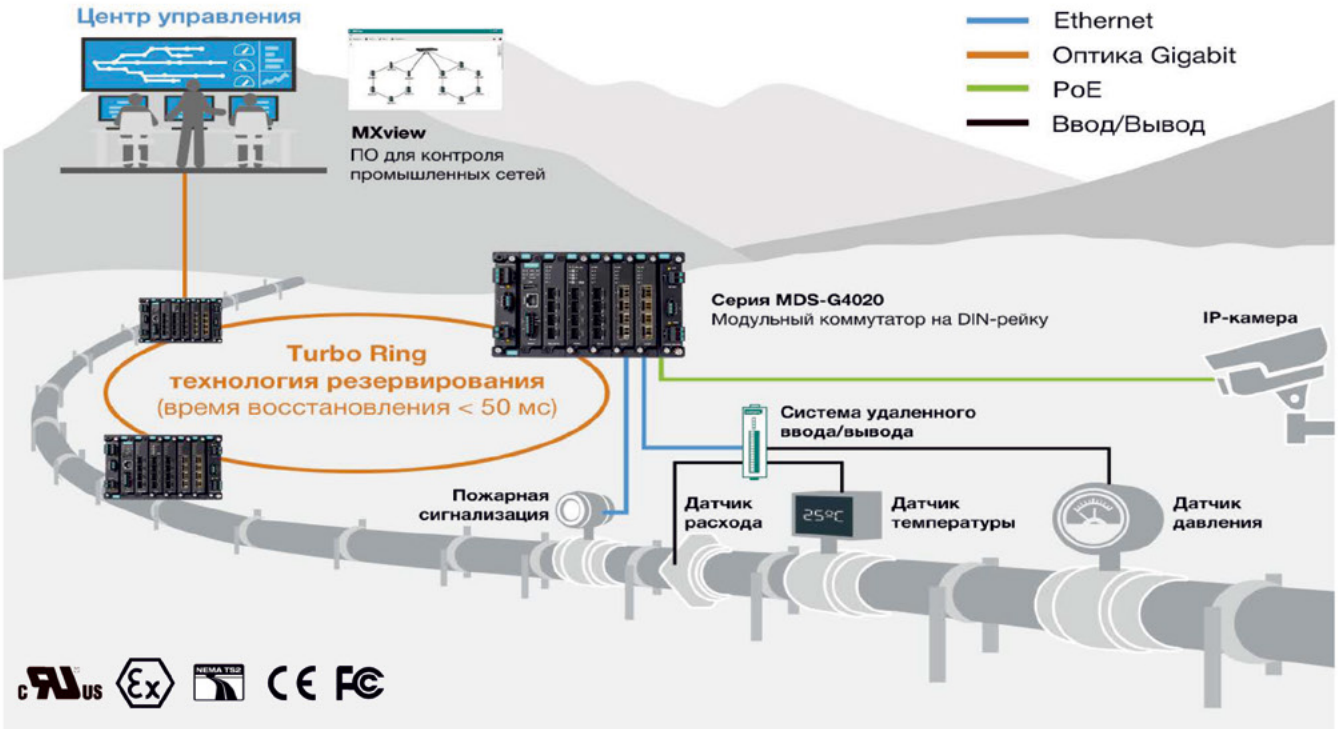
www.mtrele.ru

Реклама

Модульные коммутаторы MOXA серии MDS-G4000 для контроля процессов эксплуатации нефте- и газопроводов

Цифровизация нефтегазовой отрасли предусматривает создание систем сбора, обработки и мониторинга данных, в том числе и различных подсистем трубопроводной инфраструктуры. Для этого необходимо иметь надежную промышленную сеть связи, включая IP-видеонаблюдение, противопожарную и охранную системы.

Поскольку трубопровод простирается на многие километры от центра управления, компании ищут надежное и устойчивое решение, которое может объединить все данные с полевых площадок и установить транзитное соединение с высокой пропускной способностью для удаленных компрессорных станций и центра управления сетью.



Требования системы

- Распределенная сеть Gigabit Ethernet для подключения подсистем на удаленных объектах
- Надежные Ethernet-коммутаторы с различными интерфейсами для сбора данных, видео и голосовой информации с удаленных подсистем
- Защищенные промышленные устройства, способные работать в суровых условиях окружающей среды
- Соответствие требованиям промышленных сертификатов ATEX Zone 2 и Class I Division 2
- Монтаж на DIN-рейку для установки в шкаф

Типы модулей

Gigabit TX, Gigabit SFP, Gigabit PoE, TX, PoE,
Модуль питания 24/48 VDC,
Модуль питания 110/220 VAC/VDC

Представительство компании MOXA www.moxa.com; russia@moxa.com; +7 495 287 09 29

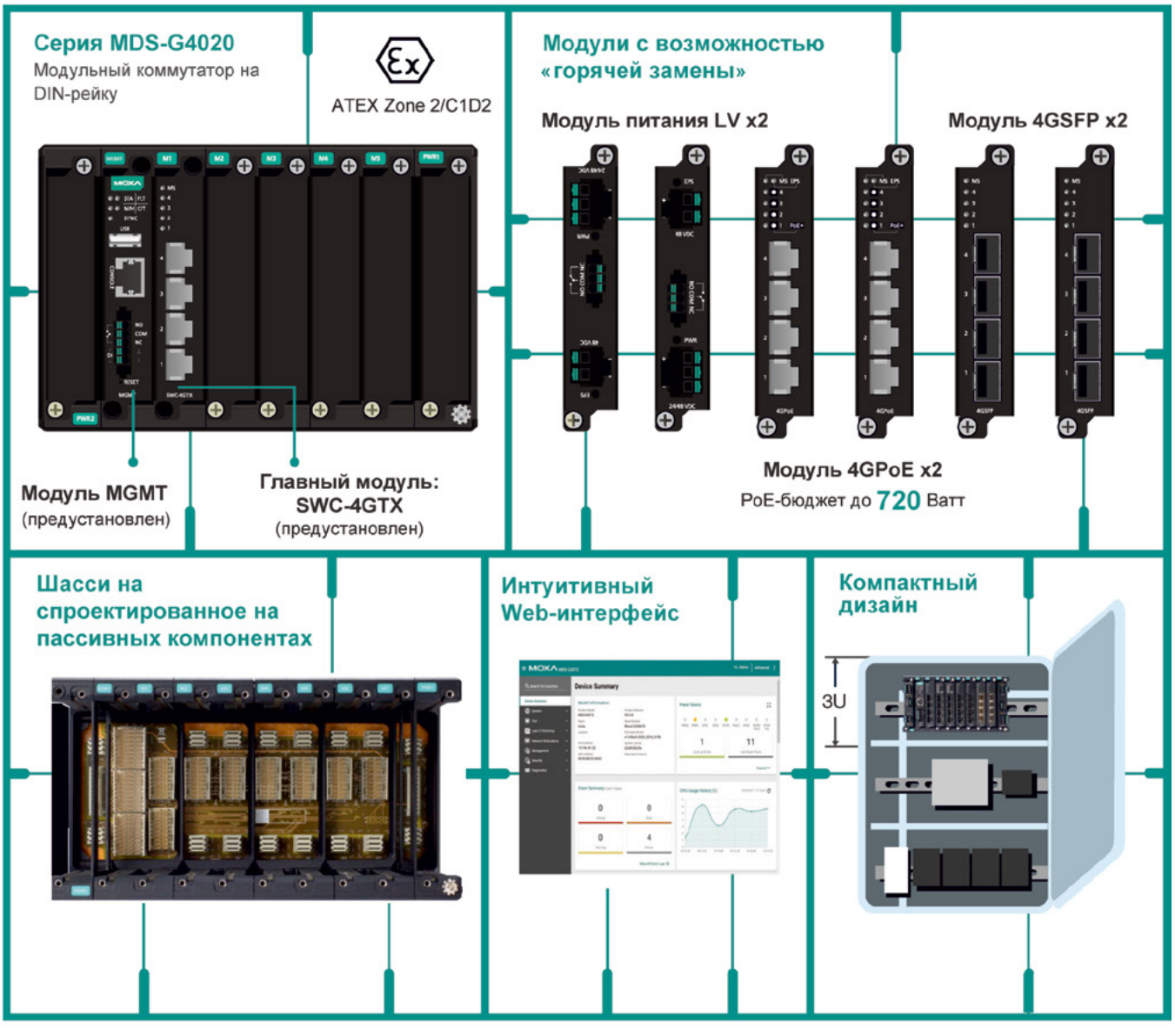
Решения Моха

Серия MDS-G4020 — это модульная платформа, которая оснащается модулями с оптоволоконными интерфейсами для подключения подсистем трубопровода к удаленному центру управления. Коммутаторы этой серии обеспечивают высокоскоростную гигабитную полосу пропускания для сбора, обработки и передачи данных с полевых участков сети,систем IP-видеонаблюдения, охранно-пожарных систем.

Благодаря прочной безвентиляторной конструкции, соответствующей требованиям промышленных стандартов ATEX Zone 2 и Class I Division 2, коммутаторы серии MDS-G4020 могут выдерживать экстремальные условия окружающей среды, характерные для нефтегазовых приложений. Данное решение обеспечивает резервированную сеть Gigabit Ethernet с временем восстановления, в случае обрыва, 50 мс, что обеспечивает стабильный мониторинг удаленных трубопроводов. Кроме того, компактный размер позволяет устанавливать коммутатор на DIN-рейку в шкафу, а большой бюджет PoE может быть использован для развертывания и питания полевого оборудования, например, IP-видеокамер и элементов управления клапанов.

Программное обеспечение MXview предоставляет информацию о состоянии сети в режиме реального времени и позволяет инженерам центра управления легко контролировать сеть и предоставлять своевременную информацию персоналу на местах, упрощая техническое обслуживание и увеличивая время безотказной работы.

Универсальная с модульная платформа



Представительство компании MOXA www.moxa.com; russia@moxa.com; +7 495 287 09 29

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-44-48 УДК 622.692.4 I Научная статья

Методика прогнозирования межочистного периода линейного трубопровода

Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В.
ФГАОУ ВО «ПНИПУ», Пермь, Россия
kirill.vyatkin@girngm.ru

Аннотация
Трубопроводный транспорт является основным способом транспортировки углеводородов. На основании анализа промысловых данных было определено, что межочистной период (МОП) трубопроводов связан со временем года и достигает наименьшего значения в весеннее время. В лаборатории «Нефтепромысловой химии» НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ при помощи установки «Холодного стержня» проведены лабораторные исследования по определению кинетических параметров образования органических отложений в различные месяцы года. Анализ результатов лабораторных исследований позволяет отметить, что данные параметры являются нелинейными функциями температуры, однако прогнозирование изменения величины МОП только на основании лабораторных исследований не представляется возможным, ввиду чего авторами статьи предложено введение величины относительного МОП. Введение данного параметра позволит проводить прогнозирование характера и степени изменения МОП трубопровода на основании лабораторных исследований и при помощи моделирования трубопровода в гидродинамических симуляторах.

Материалы и методы
Анализ промысловой и теоретической информации, проведение лабораторных исследований и моделирование процесса парафинообразования.

Ключевые слова
асфальтосмолопарафиновые отложения, статистика очистных мероприятий, установка «Холодного стержня», межочистной период, гидродинамическое моделирование, линейный нефтепровод

Для цитирования
Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Методика прогнозирования межочистного периода линейного трубопровода // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 44–48. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-44-48

Поступила в редакцию: 19.04.2021

UDC 622.692.4 I Original paper

Method for predicting the value of the inter-treatment period of a linear pipeline

Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V.
Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russia
kirill.vyatkin@girngm.ru

Abstract
Pipeline transport is the main method of transportation of hydrocarbons. Based on the analysis of field data, it was determined that the inter-cleaning period of pipelines is associated with the time of year and reaches its peak in the spring. In the laboratory of "Oilfield chemistry" of the REC GiRNGM PNRPU, using the "Cold finger" installation, laboratory studies were carried out to determine the kinetic parameters of the formation of organic deposits in different months of the year. Analysis of the results of laboratory studies allows us to note that these parameters are nonlinear functions of temperature, but it is not possible to predict changes in the value of the MOS only on the basis of laboratory studies, which is why the authors of the article proposed the introduction of the value of the relative MOS. The introduction of this parameter will make it possible to predict the nature and extent of changes in the MOS of the pipeline on the basis of laboratory studies and using pipeline modeling in hydrodynamic simulators.

Material and methods
Analysis of commercial and theoretical information, conducting laboratory studies and modeling the process of paraffin formation.

Keywords
asphalt-resin-paraffin deposits, statistics of treatment measures, equipment of the "Cold finger", inter-treatment period, hydrodynamic modeling, linear oil pipeline

For citation
Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Method for predicting the value of the inter-treatment period of a linear pipeline. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 44–48. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-44-48

Received: 19.04.2021

В настоящее время основным методом транспортировки нефти и других углеводородов является трубопроводный транспорт, на который приходится около 95 % транспортируемых флюидов [1]. Однако при транспортировке добываемой продукции нередко возникают различные осложнения. Одним из наиболее часто встречающихся осложнений является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) [2].

Образование данных органических отложений в линейных трубопроводах приводит к уменьшению гидравлического радиуса, а следственно и повышению давления в трубопроводе, что влечет за собой необходимость проведения очистных мероприятий с целью удаления образовавшихся отложений [3]. Временной интервал между такими мероприятиями называется межочистной период (МОП). Данная величина является важным технологическим параметром эксплуатации трубопровода и характеризует эффективность его работы.

При работе трубопровода актуальной технологической задачей является возможность прогнозирования изменения МОП. Причины изменения данной величины могут быть различными, но наибольшее влияние оказывает перемена интенсивности образования АСПО. При прогнозировании изменения МОП необходимо учитывать тот факт, что интенсивность образования органических отложений зависит от различных технологических и физических факторов.

Основными факторами, влияющими на образование АСПО в линейном трубопроводе, является температура транспортировки нефти, состав флюида, скорость его движения и шероховатость внутренней стенки [4]. С увеличением скорости движения флюида интенсивность образования АСПО уменьшается ввиду срывания образовавшихся отложений потоком жидкости. При повышенной шероховатости внутренней стенки линейного трубопровода скорость образования отложений повышается ввиду появления очагов вихреобразования и, как следствие, замедляется скорость движения жидкости по трубопроводу [5]. Состав транспортируемого флюида, а именно наличие смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), диспергированных частиц, пузырьков газа или капель воды, также активно влияет на интенсивность образования отложений [6]. Влияние наличия САВ заключается в изменении температуры насыщения нефти парафином и способности флюида образовывать устойчивые водонефтяные эмульсии при различных концентрациях САВ во флюиде. Повышение содержания воды в добываемом флюиде также увеличивает интенсивность образования АСПО ввиду образования водонефтяных эмульсий и вовлечении в объем отложений эмульгированной воды [7]. Одним из важнейших параметров при анализе образования органических отложений является температура. При транспортировке флюида его температура будет снижаться по мере движения по линейному трубопроводу. При достижении температуры начала кристаллизации парафина (ТНКП) начинается процесс кристаллизации парафиновой фазы, ранее растворенной в объеме флюида [8]. При кристаллизации парафина и при дальнейшем образовании АСПО на стенке линейного трубопровода большую роль играет градиент температуры между внутренней стенкой этого трубопровода и температурой флюида. Чем больше данный градиент, тем интенсивней будет проходить процесс образования АСПО [9]. Дальнейшее снижение температуры приведет к достижению температуры массовой кристаллизации парафина (ТМКП) [10].

Целью данной работы является разработка методики, позволяющей прогнозировать изменение МОП трубопровода и, соответственно, корректно планировать очистные мероприятия.

С целью изучения особенности динамики значений МОП рассмотрим данное явление на примере подземного линейного выкидного трубопровода «Х». Рассматриваемый трубопровод выполнен из материала «ТСК» со следующими характеристиками: теплоемкость — 1 100, Дж/(кг·°С), теплопроводность — 0,35, Вт/(м·°С), плотность — 1 700 кг/м³ . Данный трубопровод имеет внутренний диаметр 75 мм и толщину стенки 4 мм. На рисунке 1 представлена статистика проведения очистных мероприятий на группе месторождений, в которой находится данный трубопровод, за 2014–2019 гг. в различные месяцы года.

Проанализировав данные на рисунке 1, можно сделать вывод, что наибольшее количество очистных мероприятий происходит в период с марта по апрель. Минимальное же количество очистных мероприятий приходится на август. Соответственно, наименьшее среднее значение МОП для данного трубопровода будет в апреле.

Причиной этому может являться повышение интенсивности образования органических отложений, вызванное снижением температуры грунта около выкидного нефтепровода. На рисунке 2 приведены среднемесячные значения температуры грунта Пермского края на глубине 1,6 м [11].

Анализируя данный рисунок, можно заметить, что наименьшая температура грунта на глубине 1,6 м устанавливается в апреле. Данный факт подтверждает, что температура грунта влияет на интенсивность образования АСПО.

Для определения степени и характера изменения образования органических отложений необходимо определить температуру внутренней стенки линейного нефтепровода в различные времена года. Данная температура не соответствует температуре грунта ввиду наличия теплового сопротивления у материала трубопровода. Для проведения корректной оценки температуры

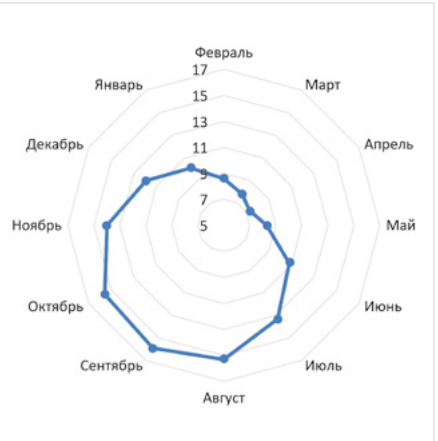


Рис. 2. Среднемесячные значения температуры грунта на территории Пермского края на глубине 1,6 м
Fig. 2. Average monthly soil temperatures in the Perm krai at a depth of 1,6 m

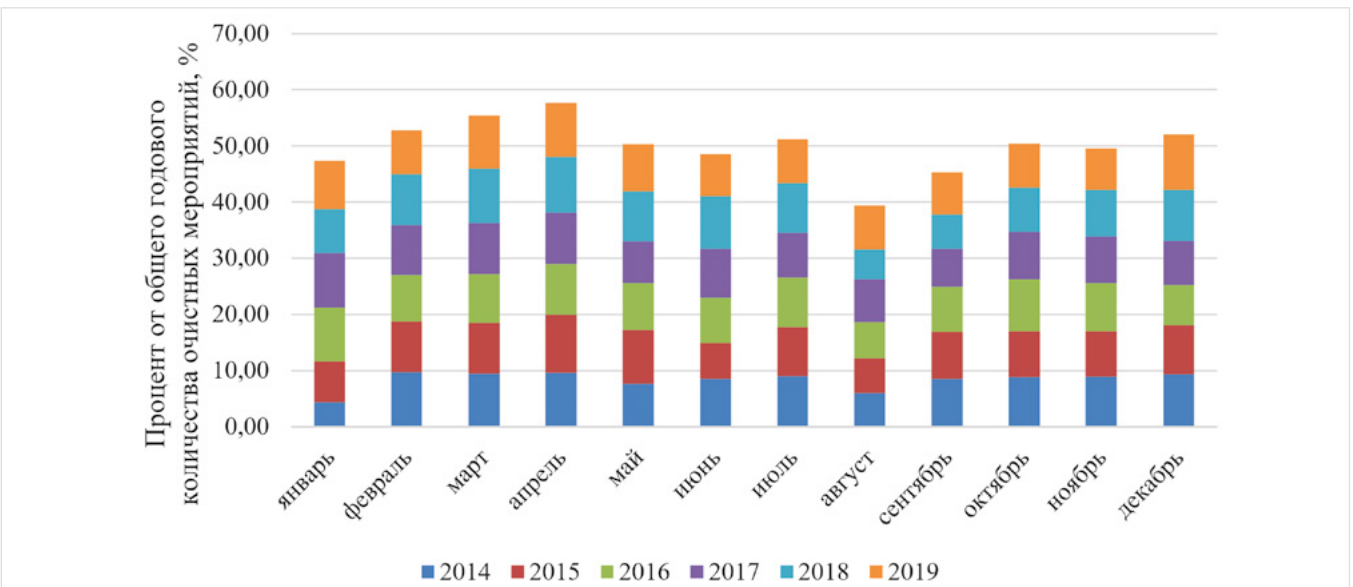


Рис. 1. Статистика проведения очистных мероприятий на линейном трубопроводе «Х»
Fig. 1. Statistics of cleaning operations on the linear pipeline «X»

Табл. 1. Свойства исследуемого флюида с площадного объекта «X»
Tab. 1. Properties of the investigated fluid from the areal object «X»

Месяц	Расчетное значение средней температуры внутренней поверхности рассматриваемого трубопровода на глубине 1,6 м, °С
Январь	11,4
Февраль	10,0
Март	9,2
Апрель	8,7
Май	9,7
Июнь	12,1
Июль	14,5
Август	16,4
Сентябрь	17,0
Октябрь	16,7
Ноябрь	15,2
Декабрь	13,2

Табл. 2. Интенсивность и скорость образования АСПО в различные месяцы
Tab. 2. Intensity and rate of asphaltene deposits formation in different months

Месяц	Интенсивность образования АСПО, %	Скорость образования АСПО, мг/ч
Январь	0,32	100,80
Февраль	0,3	94,50
Март	0,33	103,95
Апрель	0,36	113,40
Май	0,31	97,65
Июнь	0,28	88,20
Июль	0,21	66,15
Август	0,15	47,25
Сентябрь	0,13	40,95
Октябрь	0,15	47,25
Ноябрь	0,17	53,55
Декабрь	0,26	81,90

Табл. 3. Расчетные значения относительного МОП для данного нефтепровода
Tab. 3. Calculated values of the relative cleaning interval for the considered oil pipeline

Месяц	Относительный МОП
Январь	87,22
Февраль	93,03
Март	84,58
Апрель	77,53
Май	90,03
Июнь	99,68
Июль	132,91
Август	186,07
Сентябрь	214,69
Октябрь	186,07
Ноябрь	164,18
Декабрь	50,88

на внутренней стенке линейного трубопровода необходимо записать известные уравнения теплообмена, отражающие величину теплового потока через цилиндрическую стенку. Приняв допущения, что тепловой поток через стенку является стационарным, конвективный теплообмен отсутствует и по трубопроводу движется исключительно капельная жидкость, можно записать уравнение теплового потока от флюида, движущегося по трубопроводу к грунту, окружающему трубопровод, и, преобразовав его, получить равенство (1) для нахождения температуры внутренней поверхности трубопровода по известным величинам.

$$T_{вн} = T_{нар} + \frac{q_{тр}}{\pi} \qquad (1)$$

где $T_{нар}$ — температура на внешней поверхности нефтепровода, °С; $T_{вн}$ — температура на внутренней поверхности нефтепровода, °С; $q_{тр}$ — линейная плотность теплового потока, Вт/м.

В таблице 1 представлены результаты расчетов температуры внутренней стенки рассматриваемого линейного трубопровода по выражению (1).

Для определения интенсивности образования АСПО, соответствующей полученным расчетным значениям температуры внутренней поверхности стенки, проведены лабораторные исследования в лаборатории «Нефтепромысловой химии» НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ при помощи установки «Холодного стержня». Данная лабораторная установка основана на принципе обращенного трубопровода, изображенного на рисунке 3.

При проведении лабораторных исследований использовалась методика, опубликованная в работе [12]. Интенсивность и скорость образования АСПО оценивалась по выражению (2) и (3) соответственно. Данные величины рассчитывались для каждого «холодного стержня» в отдельности, а затем определялось среднее значение из 4 измерений, что позволяло избежать искажения результатов исследований ввиду наличия погрешностей данного метода определения интенсивности образования органических отложений.

$$И = \frac{m_{отл}}{m_{нефти}} \cdot 100\ \% \qquad (2)$$

$$u = \frac{m_{отл}}{t_{иссл}} \qquad (3)$$

где $m_{нефти}$ — масса исследуемой пробы нефти, г; $m_{отл}$ — масса образовавшихся отложений, г; $t_{иссл}$ — время проведения исследования, ч.

Ввиду того, что величина интенсивности образования АСПО может указать лишь на количество отложений, выделившихся при данных условиях из пробы нефти за время проведения исследования, для оценки МОП в трубопроводе необходимо также рассчитывать скорость образования АСПО, позволяющую определить количество отложений, образующихся в единицу времени. Результаты проведенных лабораторных исследований представлены в таблице 2.

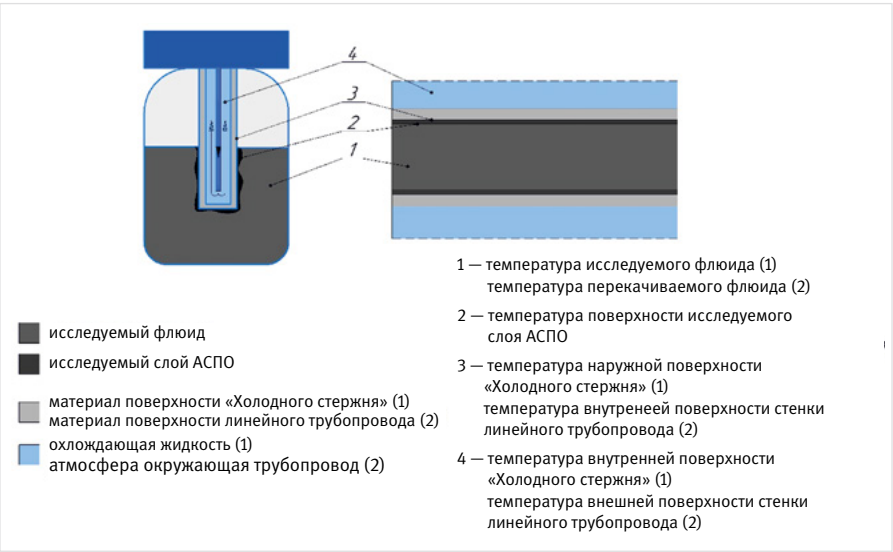


Рис. 3. Принцип обращенного трубопровода, реализуемый в лабораторной установке «Холодного стержня» CF-4
Fig. 3. Reverse pipeline principle, realized on the laboratory installation "Cold finger" CF-4

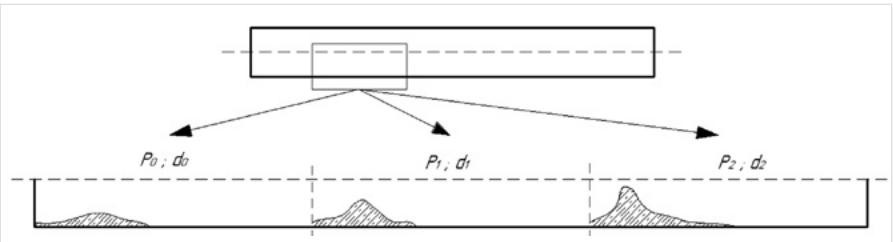


Рис. 4. Модель возрастания давления в линейном трубопроводе по мере образования АСПО
Fig. 4. Model of pressure increase in a linear pipeline with the asphaltene deposits formation

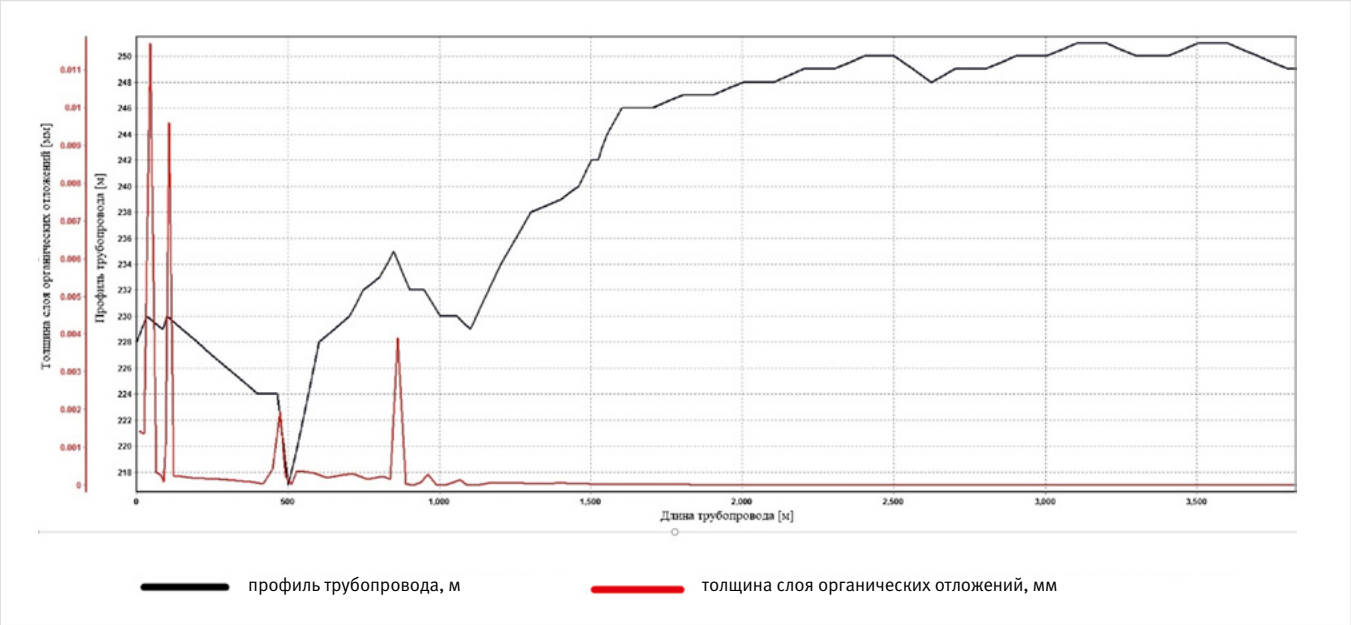


Рис. 5. Результат моделирования парафиноотложения в трубопроводе «X»
Fig. 5. The modeling result of the paraffin deposits in the pipeline «X»

Анализируя результаты проведенных исследований, можно заключить, что интенсивность и скорость образования АСПО являются нелинейными функциями температуры грунта и достигают максимального значения в апреле, а минимального — в августе. Полученные результаты лабораторных исследований подтверждают наличие прямой зависимости между данными параметрами и величиной МОП. Однако спрогнозировать точные значения МОП на основании данных лабораторных исследований не представляется возможным.

Авторами предлагается прогнозировать изменение значения межочистного периода путем расчета относительного МОП. Расчет относительного МОП заключается в определении критической массы отложений на стенках линейного трубопровода, при котором снижение гидравлического радиуса приведет к повышению давления в трубопроводе до критического уровня. На рисунке 4 представлено три состояния внутренней стенки линейного трубопровода: начало образования АСПО (P_0, d_0); рост отложений на внутренней стенке линейного трубопровода и повышение давления в трубопроводе (P_1, d_1); достижение критической массы и, соответственно, критического давления (P_2, d_2).

Однако, ввиду сложности оценки массы АСПО, при которой в рассматриваемом трубопроводе будет зафиксирован рост давления выше критических значений, предлагается оценка толщины органических отложений, при которой будет достигнуто данное давление. Оценка данной толщины возможна при помощи моделирования трубопровода в гидродинамических симуляторах (например, OLGA). На рисунке 5 приведен результат моделирования парафиноотложения в рассматриваемом трубопроводе, профиль нефтепровода и распределение слоя парафина по длине трубопровода.

На основании гидродинамического моделирования возможно определение момента времени, в который толщина отложений возрастает до критической отметки. В этот момент времени давление в трубопроводе повышается до критических значений, а масса отложений будет являться критической массой. Основываясь на данных гидродинамического моделирования, можно утверждать, что критическая масса отложений АСПО для данного трубопровода равна 211 граммов.

Учитывая данные, полученные при гидродинамическом моделировании, становится возможным оценить относительный МОП в различные времена года по выражению (4).

$$\text{МОП}_{\text{относительный}} = \frac{m_{\text{кр}}}{u} \qquad (4)$$

где $m_{\text{кр}}$ — толщина АСПО в характерном сечении, соответствующая моменту появления критического давления, мм; u — скорость образования АСПО, г/ч.

Результаты вычислений представлены в таблице 3.

Анализируя данные, представленные в таблице 3, можно отметить, что относительный МОП рассматриваемого трубопровода принимает минимальное значение в апреле, а максимальное значение принимает в сентябре. Также можно отметить нелинейность изменения данного параметра и большую разницу между минимальными и максимальными значениями (176,9 %).

Итоги

- По результатам анализа промысловых данных выявлено, что для южной группы нефтяных месторождений Пермского края межочистной период подземных нефтепроводов меняется в течение года.
- Исследования показали, что изменение межочистного периода носит нелинейных характер, ввиду нелинейности изменения температуры грунта на глубине заложения нефтепровода и, соответственно, интенсивности образования органических отложений на внутренней поверхности линейного трубопровода.
- Авторами работы предлагается введение показателя относительного МОП, позволяющего проводить прогнозирование изменения МОП, расчет которого основан на моделировании процесса парафинообразования и лабораторных исследованиях.

Выводы

- Исследование влияния температурного режима работы линейных трубопроводов на их межочистной период может позволить значительно увеличить точность прогнозирования необходимых очистных мероприятий.
- Анализ степени и характера изменения интенсивности и скорости образования органических отложений и относительного МОП позволяет сделать предположение о линейной зависимости между ними.
- Результаты проведенных лабораторных исследований показали, что наибольшая интенсивность и скорость образования АСПО в Пермском крае достигается в апреле, что следует учитывать при планировании очистных мероприятий на линейных нефтепроводах.

Литература

1. Илюшин П.Ю., Лекомцев А.В., Ладейщикова Т.С., Рахимзянов Р.М. Оценка эффективности метода «холодный поток» в борьбе с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2018. Т. 18. №. 1. С. 53–62.
2. Jalalnezhad M.J., Kamali V. Development of an intelligent model for wax deposition in oil pipeline. Journal of petroleum exploration and production technology, 2016, Vol. 6, issue 1, P. 129–133. (In Eng).
3. Lekomtsev A.V., Kang W., Galkin S.V., Ketova Y.A. Efficiency evaluation of the heat deparafinization of producing well equipped by sub pump with hollow rods. Periodico tche quimica, 2020, Vol. 17, issue 36, P. 750–765. (In Eng).
4. Вяткин К.А., Козлов А.В., Илюшин П.Ю. Методика прогнозирования изменения интенсивности образования асфальтеносмолопарафиновых отложений в нефтедобывающей скважине // Инженер-нефтяник. 2020. №. 4. С. 38–45.
5. Van Der Geest C., Guersoni V.C.B., Merino-Garcia D., Bannwart A.C. Wax

deposition experiment with highly paraffinic crude oil in laminar single-phase flow unpredictable by molecular diffusion mechanism. Energy&fuels, 2018, Vol. 32, issue 3, P. 3406–3419. (In Eng).
6. El-Dalatony M.M., Jeon B.H., Salama E.S., Eraky M., Kim W.B., Wang J., Ahn T. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines. Energies, 2019, Vol. 12, issue 6, P. 967–989. (In Eng).
7. Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Solids deposition from wax–solvent–water "Waxy" mixtures using a cold finger apparatus. Energy&Fuels, 2015, Vol. 29, issue 2, P. 501–511. (In Eng).
8. Jennings D.W., Weispfennig K. Effect of shear on the performance of paraffin inhibitors: coldfinger investigation with Gulf of Mexico crude oils. Energy&fuels, 2006, Vol. 20, issue 6, P. 2457–2464. (In Eng).
9. Ляпин А.Ю., Астахов А.В., Михалёв Ю.П. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. Т. 7. №. 6. С. 28–35.
10. Quan Q., Wang W., Wang P., Yang J., Gao G., Yang L., Gong J. Effect of oil temperature on the wax deposition of crude oil with composition analysis. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2016, Vol. 33, issue 4, P. 1055–1061. (In Eng).
11. Захаров А.В., Пономарев А.Б. Исследования температурных полей грунтовых оснований // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Прикладная экология. Урбанистика. 2015. №. 4. С. 60–70.
12. Вяткин К.А., Козлов А.В. Изучение влияющих на интенсивность парафинообразования факторов в лабораторных условиях // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2019. Т. 1. С. 96–98.

ENGLISH

Results

- Based on the results of the analysis of field data, it was revealed that for the southern group of oil fields in the Perm region, the inter-treatment period of underground oil pipelines changes throughout the year.
- Studies have shown that the change in the intertreatment period is non-linear, due to the non-linear change in the ground temperature at the depth of the oil pipeline and, accordingly, the intensity of the formation of organic deposits on the inner surface of the linear pipeline.
- The authors of the paper propose the introduction of the relative MOF indicator, which allows predicting changes in MO and is based on modeling the process of paraffin formation and laboratory studies.

Conclusions

- The study of the influence of the temperature regime of linear pipelines on their inter-cleaning period can significantly increase the accuracy of forecasting the necessary cleaning measures.
- Analysis of the degree and nature of changes in the intensity and rate of formation of organic deposits and the relative MOF allows us to make an assumption about a linear relationship between them.
- The results of laboratory studies have shown that the highest intensity and rate of AFP formation in the Perm Region is achieved in April, which should be taken into account when planning treatment activities on linear oil pipelines.

References

1. Ilyushin P.Yu., Lekomtsev A.V., Ladeishchikova T.S., Rakhimzyanov R.M. The efficiency assessment of the "cold flow" method against the deposition of asphaltenes, resins and paraffins. Perm National research polytechnic university. Geology, oil and gas and mining. 2018, Vol. 18, issue 1, 53–62. (In Russ).
2. Jalalnezhad M.J., Kamali V. Development of an intelligent model for wax deposition in oil pipeline. Journal of petroleum exploration and production technology. 2016, Vol. 6, issue 1, P. 129–133. (In Eng).
3. Lekomtsev A.V., Kang W., Galkin S.V., Ketova Y.A. Efficiency evaluation of the heat deparafinization of producing well equipped by sub pump with hollow rods. Periodico tche quimica, 2020, Vol. 17, issue 36, P. 750–765. (In Eng).
4. Vyatkin K.A., Kozlov A.V., Ilyushin P.Yu. Methodology for predicting changes in the intensity of formation of asphaltene-tar-paraffin deposits in an oil well. Oil Engineer, 2020, issue 4, P. 38–45. (In Russ).
5. Van Der Geest C., Guersoni V.C.B., Merino-Garcia D., Bannwart A.C. Wax deposition experiment with highly paraffinic crude oil in laminar single-phase flow unpredictable by molecular diffusion mechanism. Energy & fuels, 2018, Vol. 32, issue 3, P. 3406–3419. (In Eng).
6. El-Dalatony M.M., Jeon B.H., Salama E.S., Eraky M., Kim W.B., Wang J., Ahn T. Occurrence and characterization of paraffin wax formed in developing wells and pipelines. Energies, 2019, Vol. 12, issue 6, P. 967–989. (In Eng).
7. Kasumu A.S., Mehrotra A.K. Solids deposition from wax–solvent–water "Waxy" mixtures using a cold finger apparatus. Energy&Fuels, 2015, Vol. 29, issue 2, P. 501–511. (In Eng).
8. Jennings D.W., Weispfennig K. Effect of shear on the performance of paraffin inhibitors: coldfinger investigation with Gulf of Mexico crude oils. Energy & fuels, 2006, Vol. 20, issue 6, P. 2457–2464. (In Eng).
9. Lyapin A.Yu., Astakhov A.V., Mikhalev Yu.P. Study of the wax crystallization temperature in oil in order to reduce the formation of asphalt-resin-paraffin deposits. Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products, 2017, Vol. 7, issue 6, P. 28–35. (In Russ).
10. Quan Q., Wang W., Wang P., Yang J., Gao G., Yang L., Gong J. Effect of oil temperature on the wax deposition of crude oil with composition analysis. Brazilian Journal of Chemical Engineering, 2016, Vol. 33, issue 4, P. 1055–1061. (In Eng).
11. Zakharov A.V., Ponomarev A.B. Research soil temperature fields in perm. Applied ecology. Urban development, 2015, issue 4, P. 60–70. (In Russ).
12. Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Study of factors influencing the intensity of paraffin formation in laboratory conditions. In: Problems of development of hydrocarbon and ore mineral deposits. Perm, Perm national research polytechnic university Publ., 2019, Vol. 1, P. 96–98. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Вяткин Кирилл Андреевич, ведущий инженер
НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ, аспират кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия
Для контактов: kirill.vyatkin@girngm.ru

Илюшин Павел Юрьевич, к. т. н., директор
НОЦ ГиРНГМ ПНИПУ, доцент кафедры «Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Козлов Антон Вадимович, студент кафедры
«Нефтегазовые технологии» Пермского национального исследовательского политехнического университета, Пермь, Россия

Vyatkin Kirill Andreevich, senior engineer
of SEC GDOGF PNRPU, postgraduate student of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia
Corresponding authors: kirill.vyatkin@girngm.ru

Ilyushin Pavel Yuryevich, phd, director of SEC GDOGF PNRPU, associate professor of the department "Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

Kozlov Anton Vadimovich, student of the department
"Oil and gas technologies" of Perm national research polytechnic university, Perm, Russia

Первые из Лучших
Анализаторы Металлов

XRF TECHNOLOGY

Наши рентгеновские и лазерные «пистолеты» произвели прорыв в области экспресс-анализа металла благодаря способности определять Углерод (Z-серия), компактности и скорости, удобству передачи данных и специализированным калибровкам под задачи неразрушающего контроля NDT/PMI

LIBS TECHNOLOGY

Посетите наш Стенд №179
«Нефть и Газ» Уфа, 25-28 мая

SciAps Russia

+7 499 350 66 50
info@sciaps-russia.ru

sciaps-russia.ru

SciAps

DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-50-55 УДК 621.6+539.4+519.2 I Научная статья

Влияние статистического разброса толщины стенки трубы на коэффициент концентрации напряжений от коррозионного дефекта

Голофаст С.Л.
ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
trasser@inbox.ru

Аннотация
При оценке технического состояния магистральных трубопроводов коэффициент концентрации напряжений, возникающих в стенке трубы в зоне выявленного коррозионного дефекта, принимается детерминированной величиной. Модели, применяемые для расчета данного коэффициента, содержат такой параметр, как толщина стенки трубы, который является случайной величиной и имеет индивидуальные распределения даже для труб одного сортамента. Вследствие наличия функциональной связи с толщиной стенки трубы значения коэффициента концентрации напряжений также подчиняются распределениям, вид которых зависит от статистического разброса значений толщины стенки трубы.
На примере оценки прочностной надежности и уровня риска осложненных коррозионным дефектом линейных участков магистрального нефтепровода обоснована необходимость учета коэффициента концентрации напряжений в расчетных моделях как случайной величины.

Материалы и методы
Замеры толщины стенки трубы производились ультразвуковым толщиномером модели DM2 (фирма «Krautkrämer GmbH & CO», Germany), обработка результатов замеров и расчет значений показателей надежности выполнены на основе методов непараметрической статистики и теории надежности, расчет коэффициента концентрации напряжений выполнен на базе стандарта B31G.

Ключевые слова
магистральный нефтепровод, линейный участок, коррозионный дефект, коэффициент концентрации напряжений, прочностная надежность, вероятность отказа

Для цитирования
Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса толщины стенки трубы на коэффициент концентрации напряжений от коррозионного дефекта // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 3. С. 50–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-50-55

Поступила в редакцию: 27.04.2021

UDC 621.6+539.4+519.2 I Original Paper

Effect of statistical dispersion of pipe wall thickness on the stress concentration factor from corrosion defect

Golofast S.L.
“Gazprom-Project” LLC, Saint-Petersburg, Russia
trasser@inbox.ru

Abstract
At the stage of assessing the technical condition of main pipelines, the stress concentration factor for stresses occurring in the pipe wall in the area of the identified corrosion defect is taken as a deterministic value. The models used to calculate this factor contain such a parameter as the pipe wall thickness, which is a random variable and has individual distributions even for pipes of the same range. Due to the presence of a functional relationship with the thickness of the pipe wall, the values of the stress concentration factor also obey distributions, the type of which depends on the statistical spread of the values of the pipe wall thickness.
The necessity of taking into account the stress concentration factor in the calculation models as a random variable is justified by the example of assessing the strength reliability and the level of risk of linear sections of the main oil pipeline complicated by a corrosion defect.

Material and methods
The pipe wall thickness was measured using an ultrasonic thickness gauge of the DM2 model manufactured by “Krautkrämer GmbH & CO” (Germany). The processing of the measurement results and the calculation of the values of the reliability indicators are based on the methods of nonparametric statistics and the theory of reliability. The stress concentration coefficient is calculated on the basis of the B31G standard.

Keywords
main oil pipeline, linear part, corrosion defect, stress concentration factor, strength reliability, failure probability

For citation
Golofast S.L. Effect of statistical dispersion of pipe wall thickness on the stress concentration factor from corrosion defect. Exposition Oil Gas, 2021, issue 3, P. 50–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2021-3-50-55

Received: 27.04.2021

Введение

Оценка технического состояния линейных участков по результатам внутритрубной диагностики на основе нормативного документа [1] предполагает определение концентрации напряжений в стенке трубы в зоне выявленных коррозионных дефектов. Комплексный подход к оценке опасности коррозионных дефектов вследствие возникновения концентрации напряжений впервые представлен в отраслевом документе ВРД 39-1.10-004-99 [2] и получил развитие в последующих методиках по обоснованию работоспособности труб с повреждениями [3–6]. Среди зарубежных нормативных документов по оценке опасности коррозионных дефектов трубопроводов одним из основных является стандарт B31G [7]. Все параметры, входящие как в отечественные, так и зарубежные методики, на основе которых выполняется оценка концентрации напряжений в зоне коррозионного дефекта, принимаются при расчетах как детерминированные величины. Вследствие этого значение искомого коэффициента концентрации также является детерминированной величиной. Однако результаты, представленные в работах [8, 9], свидетельствуют, что такой геометрический параметр, как толщина стенки трубы, фактически является случайной величиной, которая имеет индивидуальные закономерности и пределы рассеивания для труб разного сортамента. Очевидно, что в таком случае коэффициент концентрации, определяемый на основе зависимостей, содержащих параметры, которые учитываются как случайные величины, будет принимать случайные значения. Вследствие этого возникает правомерный вопрос, насколько существенное влияние оказывают фактические распределения коэффициента концентрации на случайный спектр напряжений, возникающих в стенке трубы с коррозионными повреждениями, и насколько адекватно оценивается текущий уровень надежности и риска линейного участка без учета случайной природы геометрических параметров трубы.

Теоретическая часть

Условие, обеспечивающее безопасную эксплуатацию участка магистрального трубопровода (МТ), осложненного наличием коррозионного дефекта, определяется выражением:

$$\psi \cdot \sigma_{кц} \le [\sigma_{кц}], \qquad (1)$$

где $\sigma_{кц}$ — кольцевые напряжения, возникающие в стенке трубы под действием внешней нагрузки; $[\sigma_{кц}]$ — допустимые кольцевые напряжения для материала трубы; ψ — коэффициент повышения напряжений в сечении трубы, где выявлен коррозионный дефект.

Расчет численного значения данного коэффициента с учетом установленных в процессе внутритрубной дефектоскопии параметров коррозионного дефекта может выполняться по различным методикам [2–6]. Например, в соответствии со стандартом ANSI/ASME B31G [7], значения коэффициента $\psi(h,l)$ определяются зависимостью:

$$\psi(h,l) = \frac{1 - 0{,}85 \cdot h/(\delta \cdot M)}{1 - 0{,}85 \cdot h/\delta}, \qquad (2)$$

где M — корректирующий фактор Е. Фолиаса, который рассчитывают по выражениям:

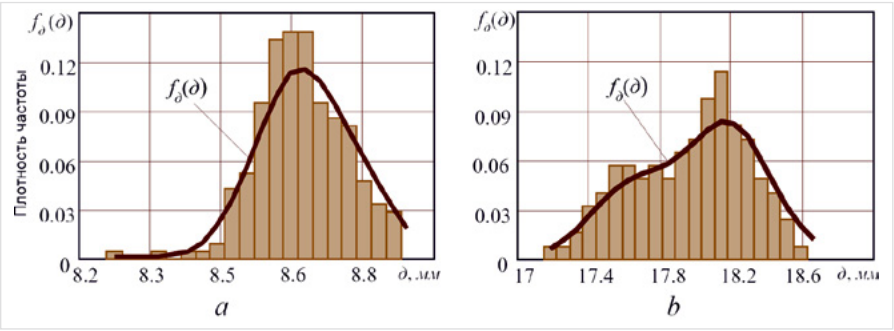


Рис. 1. Гистограмма и функция плотности $f_\delta(\delta)$ распределения толщины стенки трубы δ
Fig. 1. The histograms and probability density functions $f_\delta(\delta)$ of the pipe wall thickness distribution δ

$$M = \begin{cases} \sqrt{1 + \dfrac{1{,}255 \cdot l^2}{2 \cdot D \cdot \delta} - \dfrac{0{,}00375 \cdot l^4}{4 \cdot D^2 \cdot \delta^2}} & при \quad \dfrac{l^2}{D \cdot \delta} \le 50; \\ \dfrac{0{,}032 \cdot l^2}{D \cdot \delta} + 3{,}3 \quad при \quad \dfrac{l^2}{D \cdot \delta} > 50. \end{cases},$$

где D — наружный диаметр трубы; δ — толщина стенки трубы; l — длина коррозионного дефекта; h — глубина дефекта.

Анализ зависимости (2) позволяет сделать вывод, что если при расчетах значение толщины стенки трубы δ принимается величиной детерминированной ($\delta = const$), то коэффициент концентрации напряжений ψ от выявленного в процессе диагностики коррозионного дефекта также будет являться постоянной величиной. Однако фактически толщина стенки трубы δ является случайным по своей природе параметром. Примеры распределений данного параметра, полученные в результате статистической обработки выборок значений $\delta_i, i=\overline{1,m}$ (m — количество замеров), сформированных по результатам толщинометрии труб с участков линейной части (ЛЧ) магистральных нефте- (МН) и газопроводов (МГ), представлены на рисунке 1*a* и 1*b* соответственно [8, 9].

Очевидно, что если параметр δ представлен выборкой случайных значений $\delta_i, i=\overline{1,m}$, то, следуя зависимости (2), для коэффициента концентрации напряжений ψ также будет получена выборка случайных значений $\psi_i, i=\overline{1,m}$. Однако закономерности распределения коэффициента ψ и параметра δ будут отличаться, поскольку зависимость (2) предполагает математические действия с параметром. Вследствие этого предсказать априори, какой закон распределения будет иметь коэффициент ψ, учитывающий концентрацию напряжений, возникающих в зоне коррозионного дефекта, не представляется возможным.

Аппроксимация функций плотности вероятности случайных величин, входящих в модели расчета показателей надежности, является одним из основных этапов решения задачи оценки прочностной надежности:

$$Pr[y = (\sigma - s) \ge 0], \qquad (3)$$

где σ — напряжения, возникающие в стенке трубы на этапе эксплуатации МН; s — предельные напряжения, допускаемые материалом трубы на данном участке.

Для напряжений σ аппроксимация функции $f_\sigma(\sigma)$ выполняется в результате статистической обработки выборки напряжений $\sigma_i, i=\overline{1,m}$. Данная выборка формируется на основе совокупности случайных значений $p_i, i=\overline{1,m}$, избыточного внутреннего давления, коэффициента концентрации напряжений $\psi_i, i=\overline{1,m}$, а также толщины стенки трубы $\delta_i, i=\overline{1,m}$ и известных функциональных зависимостей [4, 8, 9]:

$$\sigma = \sigma(p_i, \psi_i, \delta_i, (D_n, \Delta T, h, l, = const)), \qquad (4)$$

где D_n — наружный диаметр трубы; ΔT — температурный перепад; h и l — параметры коррозионного дефекта.

Аппроксимацию функции плотности $f_s(s)$ предельных для материала трубы напряжений выполняют по выборке значений $s_j, j=\overline{1,n}$, которую получают в результате механических испытаний образцов, изготовленных из труб с обследуемого участка. В соответствии с отечественными нормативными документами в качестве предельных напряжений s принимается предел текучести σ_T, следовательно, выборка значений имеет вид:

$$s_j = \sigma_{Tj}, j=\overline{1,n}$$

где n — количество образцов при испытаниях.

Восстановление функций плотности распределения вероятности $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$, необходимых для решения задачи (1), выполняют на основе методов непараметрической статистики [10, 11]. Следуя одному из них, получившему название «метод Розенблатта — Парзена», искомая функция распределения оценивается локально в каждой точке экспериментальной выборки x_i, $i=\overline{1,n}$ с помощью элементов обучающей выборки из окрестности x_i. При этом общая функция вероятности $F(y)$ является некоторой линейной комбинацией известных функций:

$$F(y) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} K\left(\frac{y - x_i}{h}\right), \qquad (5)$$

где $K(t)$, $t = \left(\frac{y - x_i}{h}\right)$ — ядерная функция $K(t)$; h — «сглаживающий» для получаемой оценки параметр [11].

Тогда зависимость для плотности распределения вероятности будет иметь следующий вид:

$$f(y) = \frac{1}{n \cdot h} \sum_{i=1}^{n} k\left(\frac{y - x_i}{h}\right), \qquad (6)$$

где $k = \frac{d}{d(y)} K(y)$.

Оптимальные значения для параметра h и ядерной функции $K(t)$ определяются на основе информационного функционала качества:

$$J = \int_{-\infty}^{\infty} \ln k(t) \cdot f(t) dt, \qquad (7)$$

исходя из условия достижения им максимального значения.

Примеры решения задач аппроксимации функции $f_\sigma(\sigma)$ плотности напряжений σ, возникающих в стенке трубы при случайном спектре изменения параметров p, ΔT и δ для различных участков ЛЧ магистральных нефте- и газопроводов, а также функции плотности предельных напряжений для трубных сталей различных производителей подробно рассмотрены в работах [8, 12–17].

Второй метод непараметрической аппроксимации заключается в том, что оценка неизвестной функции плотности распределения вероятности $f(t)$ ищется в виде разложения по системе тригонометрических функций

$$\varphi_j(t) = \sqrt{\frac{4}{\pi}} \cos\left((2j-1)\frac{\pi}{2} \cdot t \right), \quad j = 1, 2...$$

следующим образом:

$$f^N(t) = \sum_{j=1}^{N} \lambda_j \, \varphi_j(t), \qquad (8)$$

где λ_j — коэффициенты разложения.

Для определения числа тригонометрических функций N (в данном методе «сложность» оценки) и значений коэффициентов разложения λ_j применяют метод структурной минимизации риска [18]. Оптимальное число членов разложения N может быть определено на основе информационного функционала:

$$J_N = \int \ln[f_N(t)] f(t) dt = \int \ln[f_M(t)] dF(t), \qquad (9)$$

при достижении им максимального значения. Сопоставление максимальных значений информационных функционалов J и J_N позволяет оценить качество аппроксимации и выбрать наиболее эффективный метод для любых выборок случайных величин, входящих в модели расчета показателей надежности.

Для известных функций $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$ вероятность отказа Q участка ЛЧ рассчитывается на основании выражения (1), которое в результате преобразований можно представить в следующем виде [12, 13, 15]:

$$Q = \int_{-\infty}^{\infty} f_\sigma(\sigma) \left[\int_{\sigma}^{\infty} f_s(s) ds \right] d\sigma. \qquad (10)$$

Полученные значения вероятности отказа Q позволяют обоснованно ответить на вопрос, насколько значимы различия в значениях показателей надежности и оценке уровня риска для линейных участков МТ при принятии в расчетах коэффициента концентрации напряжений ψ постоянной величиной и с учетом статистического разброса данного коэффициента вследствие случайной природы толщины стенки трубы δ.

Табл. 1. Исходные данные для расчета вероятности отказа Q и уровня риска
Tab. 1. Initial data for the calculation of the probability of failure Q and risk level

1.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
2.	Внешний диаметр трубы	$D_н$ = 720 мм
3.	Толщина стенки	t = 9 мм
4.	Глубина коррозионного дефекта	h = 3,5 мм
5.	Протяженность коррозионного дефекта	l = 600 мм
6.	Категория участка	III
7.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	n = 1,1
8.	Коэффициент условий работы	m = 0,9
9.	Коэффициент надежности по материалу труб	k_1 = 1,34
10.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_н$ = 1,1

Пример расчета

Рассмотрим пример расчета, на первом этапе которого выполним оценку влияния случайной природы толщины стенки трубы δ на фактическое распределение значений коэффициента концентрации напряжений ψ в стенке трубы в зоне коррозионного дефекта.

На втором этапе выполним расчет вероятности отказа Q по критерию прочности и определим уровень риска для трех линейных участков МН, при строительстве которых применялась труба одного сортамента. Соответствующие расчеты выполним для двух вариантов. В Варианте 1 примем коэффициент концентрации напряжений ψ как детерминированную величину, значения которой рассчитаны для известных по результатам внутритрубной диагностики параметров коррозионного дефекта на основании зависимости (2). При расчетах по Варианту 2 коэффициент концентрации напряжений ψ будем учитывать как случайную величину, закономерности рассеивания которой выявлены на первом этапе рассматриваемого примера (табл. 1).

Для реализации первого этапа рассчитаем на основе зависимости (2) и данных таблицы 1 значения коэффициента концентрации напряжений при условии, что толщина стенки трубы δ является детерминированной величиной. В результате получим значение коэффициента $\psi(h,l)$ = 1,404, которое будет необходимо на втором этапе примера расчета для реализации Варианта 1.

Аппроксимацию функции плотности вероятности $f_\psi(\psi)$ коэффициента концентрации выполним по выборке его значений, сформированной на основе функциональной зависимости (2) и выборки случайных значений толщины стенки трубы δ, которая приведена в виде гистограммы на рис. 1*а*. Решение данной задачи выполним на основе обоих методов непараметрической статистики, рассмотренных выше. Алгоритмы и примеры решения подобных задач рассмотрены в работах [8, 9, 19]. Искомые функции плотности вероятности $f_\psi(\psi)$ и выборка случайных значений коэффициента ψ в виде гистограммы представлены на рисунке 2, где цифрой 1 обозначена функция $f_\psi(\psi)$, полученная на основе метода Розенблатта — Парзена, а цифрой 2 — методом структурной минимизации эмпирического риска.

Для первого метода максимальное значение информационного функционала качества (3) составило J = 0,48631, а для второго (9) — J_N = 0,53732. Следовательно, для выборки случайных значений коэффициента концентрации напряжений $\psi_i, i=\overline{1,m}$ лучшее качество аппроксимации функции $f_\psi(\psi)$ обеспечивает метод структурной минимизации эмпирического риска.

Для реализации второго этапа примера необходимы функции плотности вероятности $f_s(s)$ предельных (допускаемых) s для материала трубы напряжений и функции $f_\sigma(\sigma)$ для напряжений σ, возникающих в стенке трубы в зоне коррозионного дефекта. В качестве предельных напряжений s примем предел текучести σ_T стали 17Г1С, так как в соответствии с данными трубного журнала при строительстве исследуемых участков применялась труба, изготовленная из данной стали на Челябинском ТПЗ в соответствии с ТУ 14-3-109-73. Выборка значений предела текучести $s_j = \sigma_{Tj}$, $j=\overline{1,n}$ в виде гистограммы и функция плотности вероятности $f_s(s)$, которая представлена на рисунке 3 и обозначена цифрой 1, получены в работах [14, 16]. Отметим, что в указанных работах аппроксимация функции плотности вероятности предельных напряжений выполнена методом Розенблатта — Парзена (6). В настоящей работе восстановление функции $f_s(s)$ для той же исходной выборки $s_j = \sigma_{Tj}$, $j=\overline{1,n}$ выполнено на основе альтернативного метода — структурной минимизации эмпирического риска (8). Полученная в итоге функция $f_s(s)$ приведена на рисунке 3 и обозначена цифрой 2. При этом значение информационного функционала качества (9) для данного метода составило J_N = 0,08654, а для метода Розенблатта — Парзена (3) — J = 0,11493. Следовательно, лучшее качество аппроксимации искомой функции $f_s(s)$ для данной выборки предела текучести обеспечивает метод Розенблатта — Парзена, что

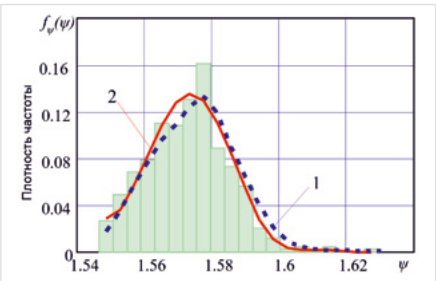


Рис. 2. Гистограмма и функция плотности $f_\psi(\psi)$ распределения коэффициента концентрации ψ
Fig. 2. The histograms and probability density functions $f_\psi(\psi)$ of the stress concentration factor distribution ψ

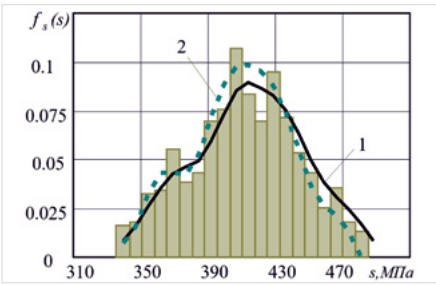
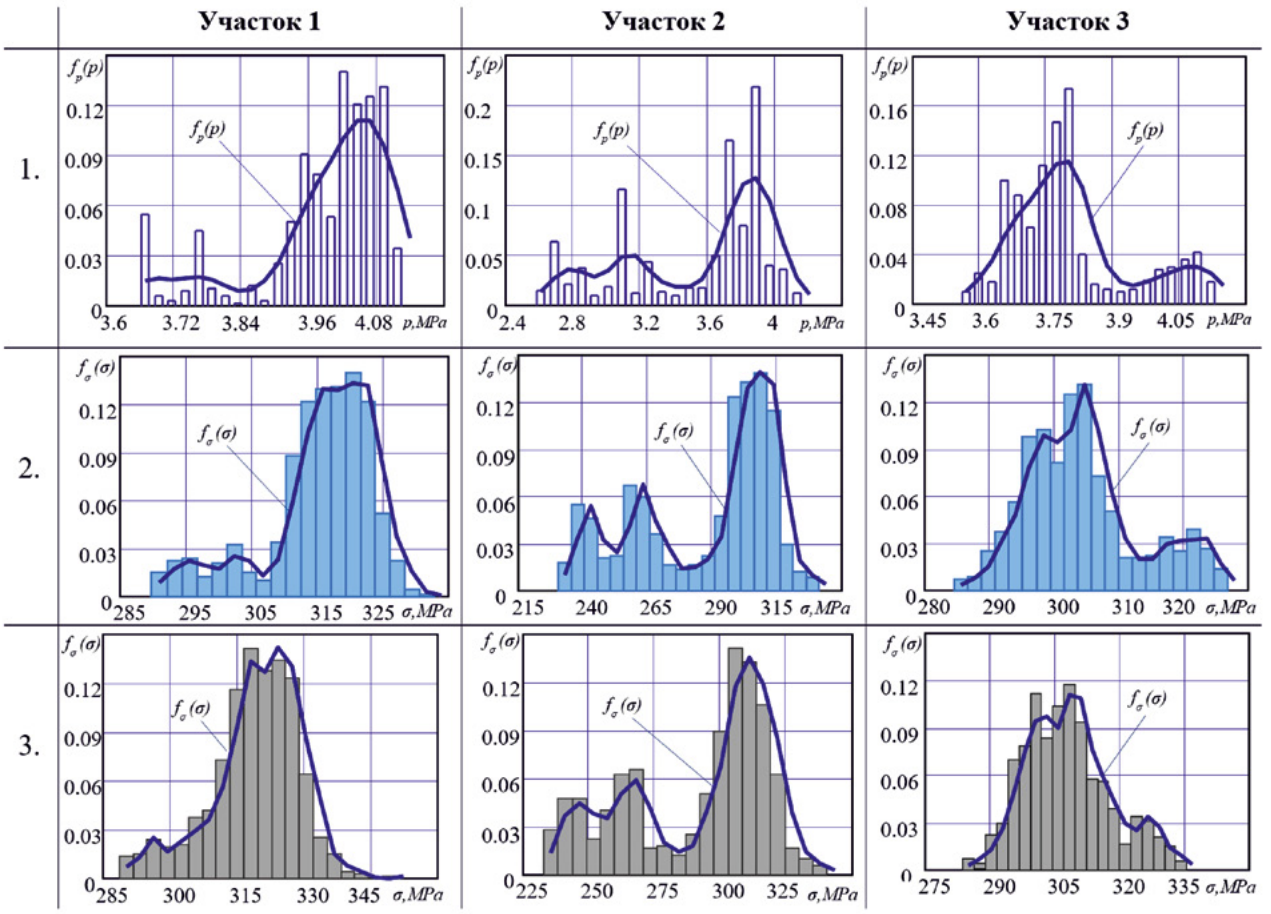


Рис. 3. Гистограмма и функция плотности $f_s(s)$ допускаемых напряжений s
Fig. 3. The histogram and probability density function of the limit stresses s

Табл. 2. Гистограммы и функции плотности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ, возникающих в стенке трубы
Tab. 2. Histogram and probability density functions $f_\sigma(\sigma)$ of stresses σ in the pipe wall



необходимо учитывать при расчете вероятности отказа Q (10) для исследуемых линейных участков.

В качестве параметра внешней нагрузки примем избыточное внутреннее давление p. Выборки случайных значений $p_i, i=\overline{1,m}$ данного параметра для каждого из рассматриваемых в примере участков представлены в виде гистограмм в первой строке таблицы 2.

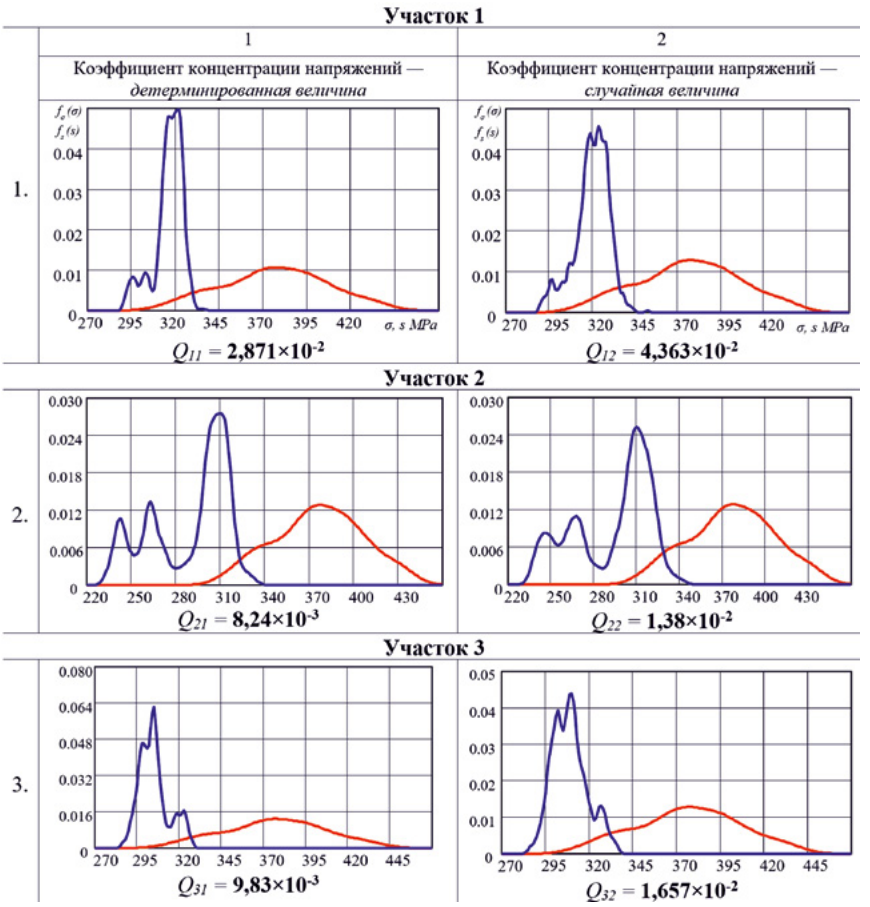
Результаты аппроксимации функций плотности вероятности напряжений, возникающих в стенке трубы на каждом из участков, полученные в результате решения задачи (4) по Варианту 1, представлены во второй строке таблицы 2. Аналогичные результаты, полученные при решении поставленной задачи по Варианту 2, приведены в третьей строке таблицы 2.

Полученные искомые функции плотности вероятности напряжений $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$, графическая иллюстрация которых представлена на рисунке 3 и в таблице 2, позволяют на основе зависимости (10) выполнить в соответствии с Вариантом 1 и Вариантом 2 расчет значений вероятности отказа Q для каждого из принятых в примере участков ЛЧ. Результаты расчета и соответствующая графическая информация приведены в таблице 3.

Анализ полученных результатов

Анализ данных, представленных в таблице 2, свидетельствует, что спектр напряжений, возникающих в стенке трубы на каждом из рассматриваемых участков, отличается в зависимости от того, детерминированной (вторая строка табл. 2) или случайной (третья строка табл. 2) величиной принят в расчетах коэффициент концентрации напряжений ψ.

Табл. 3. Графическая иллюстрация и результаты расчета вероятности отказа Q для линейных участков магистрального нефтепровода
Tab. 3. Graphic illustration and results of calculating the probability of failure Q



Следствием этого являются отличия в приведенных в таблице 3 значениях показателя надежности — вероятности отказа Q, полученных при расчете по каждому из рассматриваемых в примере вариантах. Так, для Участка 1 при расчете по Варианту 1, когда коэффициент принят детерминированной величиной, вероятность отказа для рассматриваемого участка составила Q_{11}=2,871×10^{-2}. Для этого же участка при расчете по Варианту 2, согласно которому коэффициент концентрации ψ при вычислении вероятности отказа учитывается как случайная величина, значение вероятности отказа составляет Q_{12}=4,363×10^{-2} и отличается по отношению к предыдущему варианту расчета для этого же участка ~ в 1,5 раза.

Аналогичные данные о значениях вероятности отказа Q для Участка 2 составляют Q_{21}=8,24×10^{-3} и Q_{22}=1,38×10^{-2}, а для Участка 3 — Q_{31}=9,83×10^{-3} и Q_{32}=1,657×10^{-2}. Таким образом, результаты, полученные для Участка 2 и Участка 3, позволяют также констатировать отличия ~ в 1,5 раза в значениях вероятности отказа Q для рассматриваемых расчетных случаев. При этом вероятность отказа Q имеет большие значения для каждого из рассматриваемых в примере участков МН при учете статистического разброса значений толщины стенки трубы δ.

Полученные значения показателей Q_{11} и Q_{12} на основе приведенной в таблице 4 матрицы позволяют классифицировать вид отказа для Участка 1 как «Вероятный» вне зависимости от варианта расчета. При этом риск эксплуатации данного участка с учетом того, что тяжесть последствий его отказа является критической, является выше допустимого и соответствует уровню «А».

Для Участка 2 и Участка 3 вид отказа в соответствии с результатами расчета значений показателя надежности Q_{21} и Q_{31} по Варианту 1 классифицируется в отличие от Участка 1 как «Возможный». При этом риск для Участка 2 и Участка 3 соответствует уровню «В» и является ниже допустимого. В случае учета статистического разброса значений толщины стенки и фактических закономерностей изменения коэффициента концентрации напряжений, что соответствует расчету по Варианту 2, вид отказа для данных участков на основании полученных значений показателей Q_{22} и Q_{32} классифицируется уже как «Вероятный». При этом риск для Участка 2 и Участка 3 соответствует уровню «А», который выше допустимого. Таким образом, для Участков 2 и 3 следует отметить существенные отличия в результатах оценки надежности и уровня риска в зависимости от того, какой величиной при выполнении расчетов учитывается коэффициент концентрации ψ — детерминированной или случайной.

В заключении следует отметить, что в рассмотренном примере расчеты коэффициента концентрации напряжений в зоне коррозионного дефекта выполнены на базе стандарта B31G [7]. Аналогичные расчеты могут быть получены на основе любого другого стандарта, принятого в качестве нормативного документа в компании-операторе.

Табл. 4. Матрица «вероятность — тяжесть последствий»
Tab. 4. Matrix “probability – risk level”

Отказ	Частота возникновения отказа в год	Тяжесть последствий отказа			
		катастрофическая	критическая	не критическая	с пренебрежимо малыми последствиями
Частый	>1	A	A	A	C
Вероятный	1–10^{-2}	A	A	B	C
Возможный	10^{-2}–10^{-4}	A	B	B	C
Редкий	10^{-4}–10^{-6}	A	B	C	D
Практически невероятный	<10^{-6}	B	C	C	D

Руководство по безопасности «Методические основы по проведению анализа опасностей и оценке риска аварий на опасных производственных объектах», утвержденное Приказом Ростехнадзора от 13.05.2015 № 188.

Буквенными индексами в таблице 4 обозначены 4 уровня риска:
«А» — риск выше допустимого, требуется разработка дополнительных мер безопасности;
«В» — риск ниже допустимого при принятии дополнительных мер безопасности;
«С» — риск ниже допустимого при осуществлении контроля принятых мер безопасности;
«D» — риск пренебрежительно мал, анализ и принятие мер не требуется.

Итоги

Оценка уровня прочностной надежности и риска для осложненных коррозионными дефектами линейных участков магистральных трубопроводов предполагает расчет показателей надежности на основе вероятностных моделей. При этом коэффициент концентрации напряжений вследствие наличия коррозионных дефектов принимается в данных моделях детерминированной величиной. Результаты исследований и примеры расчета, приведенные в статье, позволяют сделать вывод, что коэффициент концентрации напряжений фактически является случайной величиной. Учет данного факта при расчете показателей надежности позволяет повысить достоверность полученных результатов и более корректно выполнить оценку уровня риска для участков магистральных нефтепроводов, осложненных коррозионными дефектами.

Выводы

- Статистический разброс фактических значений толщины стенки трубы определяет случайный спектр изменения коэффициента концентрации напряжений в зоне выявленных коррозионных дефектов. Вследствие этого закономерности изменения напряжений, возникающих в стенке трубы, осложненной коррозионными дефектами, имеют существенные отличия в зависимости от того, случайной или детерминированной величиной принимается при расчетах коэффициент концентрации напряжений.
- Допущение, согласно которому коэффициент концентрации напряжений принимается детерминированной величиной в вероятностных моделях, на базе которых выполняется расчет показателей надежности, является необоснованным, так как это приводит к занижению значений показателей надежности и, как следствие, некорректной оценке уровня риска обследуемых участков магистрального нефтепровода.
- Детерминированные методы оценки прочности не позволяют учесть статистический разброс и случайную природу параметров, значимых для определения фактической надежности и тем более уровня риска для осложненных коррозионными дефектами линейных участков МН. Следствием этого является необходимость совершенствования существующих и разработки новых вероятностных методов индивидуальной оценки фактического технического состояния и текущего уровня надежности линейных участков потенциально опасных протяженных объектов, которыми являются магистральные нефтепроводы.

Литература

1. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. М.: Госстрой, ФАУ «ФЦС». 2013. 81 с.
2. ВРД 39-1.10-004-99 Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. М.: ИРЦ Газпром, 2000. 41 с.
3. Киселев В.К., Столов В.П. Модель оценки прочности и конструктивной надежности газопроводов с произвольно ориентированными поверхностными дефектами // Надежность и ресурс газопроводных конструкций. М.: ВНИИГАЗ, 2003. С. 67–77.
4. Теплинский Ю.А., Быков И.Ю. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. 395 с.
5. Макаров Г.И. Стратегия технической политики модернизации систем трубопроводного транспорта нефти и газа // Сварочное производство. 2013. № 9. С. 44–48.
6. СТО Газпром 2-2.3-112-2007 // Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ИЦР Газпром, 2007. 67 с.
7. ASME-B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines: A supplement to ASME B31G code for pressure piping. New York: American Society for Mechanical Engineers, 1991, 69 p. (In Eng).
8. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистрального газопровода с учетом фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 6. С. 21–28.
9. Голофаст С.Л., Шоцкий С.А. Обоснование прочностной надежности и уровня риска для линейных участков магистрального

нефтепровода с учетом статистического разброса толщины стенки трубы // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 1. С. 62–66.
10. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p. (In Eng).
11. Hollander M., Wolfe D.A., Chicken E. Nonparametric Statistical Methods. John Wiley & Sons, 2014, 848 p. (In Eng).
12. Голофаст С.Л. Мониторинг надежности линейных участков магистрального газопровода в различные периоды эксплуатации // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 7. С. 7–14.
13. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. № 2. С. 75–82.
14. Голофаст С.Л. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2018. № 7. С. 67–72.
15. Шоцкий С.А. Учет случайной природы предела текучести материала труб при оценке прочности пригруженных сплошным покрытием криволинейных участков трубопроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 5. С. 69–73.
16. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. № 2. С. 42–47.
17. Давыдов А.Н. Сопоставление надежности линейных участков с учетом изменения свойств трубной стали 14ХГС длительно эксплуатируемых нефтепроводов // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4. С. 103–107.
18. Вапник В.Н. Алгоритмы и программы восстановления зависимостей. М.: Наука, 1984. 815 с.
19. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Расчет прочностной надежности изделий на основе методов непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2008, 187 с.

ENGLISH

Results

The assessment of the level of strength reliability and risk for linear sections of main pipelines complicated by corrosion defects involves the calculation of reliability indicators based on probabilistic models. In this case, the stress concentration coefficient due to the presence of corrosion defects is taken as a deterministic value in these models. The results of the research and the calculation examples given in the article allow us to conclude that the stress concentration coefficient is actually a random variable. Taking this fact into account when calculating reliability indicators makes it possible to increase the reliability of the results obtained and more correctly assess the risk level for sections of main oil pipelines complicated by corrosion defects.

Conclusions

- The statistical spread of the actual values of the pipe wall thickness determines the random spectrum of changes in the stress concentration coefficient in the zone of detected corrosion defects. As a result, the patterns of stress changes occurring in the pipe wall complicated by corrosion defects have significant differences, depending on whether the stress concentration coefficient is taken as a random or deterministic value.
- The assumption that the stress concentration coefficient is assumed to be a deterministic value in the probabilistic models used to calculate reliability indicators is unfounded, since this leads to an underestimation of the reliability indicators and, as a result, an incorrect assessment of the risk level of the surveyed sections of the main oil pipeline.
- Deterministic methods of strength estimation do not allow us to take into account the statistical spread and random nature of the parameters that are important for determining the actual reliability and, moreover, the level of risk for linear sections of MN complicated by corrosion defects. The consequence of this is the need to improve the existing and develop new probabilistic methods for individual assessment of the actual technical condition and the current level of reliability of linear sections of potentially dangerous extended objects, which are the main oil pipelines.

References

1. SNiP 2.05.06-85. Trunk pipelines. Moscow: Gosstroy, FAU “FTsS”, 2013, 81 p. (In Russ).
2. VRD 39-1.10-004-99. Recommended practice for quantitative assessment of the condition of trunk gas pipelines with corrosion defects, ranking of them in terms of hazard level, and determination of service life remaining. Moscow: IRC Gazprom, 2000, 41 p. (In Russ).
3. Kiselev V.K., Stolov V.P. Model for assessing the strength and structural reliability of gas pipelines with arbitrarily oriented surface defects. Reliability and service life of gas pipeline structures. Moscow: VNIIGAZ, 2003, P. 67–77. (In Russ).
4. Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu. Management of gas pipelines operational reliability. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2007, 395 p. (In Russ).
5. Makarov G.I. Strategy of technical policy of updating oil and gas pipeline transportation systems. Svarochnoye proizvodstvo, 2013, issue 9, P. 44–48. (In Russ).
6. STO Gazprom 2-2.3-112-2007. Methodological guidelines for assessment of the operability of the gas trunk pipeline sections with corrosion defects. Moscow: ITsR Gazprom, 2007, 68 p. (In Russ).
7. ASME-B31G. Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines: A supplement to ASME B31G code for pressure piping. New York: American Society for Mechanical Engineers, 1991, 69 p. (In Eng).
8. Golofast S.L. Assessment of the main gas pipeline strength reliability considering the actual regularities of the distribution of the pipe wall thickness. Occupational safety in industry, 2020, issue 6, P. 21–28. (In Russ).
9. Golofast S.L., Shockiy S.A. Justification of resistance reliability and risk level for linear sections of the main oil pipeline according to statistical variability of the pipe wall thickness. Exposition Oil Gas, 2021, issue 1, P. 62–66. (In Russ).
10. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd Ed. London: Chapman & Hall, 1995, 255 p. (In Eng).
11. Hollander M., Wolfe D.A., Chicken E. Nonparametric Statistical Methods. John Wiley & Sons, 2014, 848 p. (In Eng).
12. Golofast S.L. Monitoring of the Reliability of the main gas pipeline linear sections during various periods of operation. Occupational safety in industry, 2019, issue 7, P. 7–14. (In Russ).
13. Filatov A.A., George M.S. Influence of the operating conditions of the gas pipeline on the indicators of its strength reliability. Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti, 2013, issue 2, P. 75–82. (In Russ).
14. Golofast S.L. Assessment of the influence of the mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of main pipelines. Exposition Oil Gas, 2018, issue 7, P. 67–72. (In Russ).
15. Shotskiy S.A. Tracking random nature of creep strength on pipeline materials, while assessing resistance power of pipelines’ curved sections weighted by uniform coating. Exposition Oil Gas, 2019, issue 5, P. 69–73. (In Russ).
16. Golofast S.L. Effect of statistical straggling of the yield strength of 17G1S pipe steel grade on strength reliability of the main gas pipelines. Occupational Safety in Industry, 2019, issue 2, P. 42–47. (In Russ).
17. Davydov A.N. Comparison of linear sections reliability for the changes in the properties of pipeline steel 14HGS long maintained pipelines. Exposition Oil Gas, 2019, issue 4, P. 103–107. (In Russ).
18. Vapnik V.N., Glazkova T.G., Koshcheev V.A., Mikhalskiy A.I., Chervonenkis A.Ya. Algorithms and dependency recovery programs. Moscow: Nauka, 1984, 815 p. (In Russ).
19. Syzrantsev V.N., Nevelev Ya.P., Golofast S.L. Calculation of the strength reliability of products based on nonparametric statistics methods. Novosibirsk: Nauka, 2008, 187 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Голофаст Сергей Леонидович, д.т.н., профессор,
ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия
Для контактов: trasser@inbox.ru

Golofast Sergey Leonidovich, ph.d., professor, “Gazprom-Project” LLC, Saint-Petersburg, Russia
Corresponding author: trasser@inbox.ru

Итоги международной выставки «Нефтегаз-2021»

Выставка «Нефтегаз-2021» успешно прошла с 26 по 29 апреля 2021 года в ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР». Этот год стал для выставки юбилейным. Она проводилась в 20-й раз.
АО «ЭКСПОЦЕНТР» и компания «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия) организовали выставку при поддержке Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства промышленности и торговли Российской Федерации, профильных союзов, под патронатом Торгово-промышленной палаты Российской Федерации.
«Нефтегаз-2021» стала долгожданным событием для офлайн-общения ведущих производителей и поставщиков нефтегазового и нефтеперерабатывающего оборудования.

В церемонии открытия выставки приняли участие заместитель министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов, президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации, председатель совета директоров АО «ЭКСПОЦЕНТР» Сергей Катырин, помощник руководителя Администрации Президента Российской Федерации Кирилл Молодцов, заместитель руководителя Федерального агентства по недропользованию Орест Каспаров, президент Союза нефтегазопромышленников России Геннадий Шмаль, президент Российского союза химиков Виктор Иванов, генеральный директор ООО «Мессе Дюссельдорф Москва» Томас Штенцель, врио генерального директора АО «ЭКСПОЦЕНТР» Алексей Вялкин.

Почетные гости отметили важность мероприятия для демонстрации инновационных решений, подчеркнули заинтересованность в обсуждении оптимальных путей решения приоритетных задач нефтегазовой отрасли и в плодотворном сотрудничестве.

Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации Сергей Катырин:

– Топливно-энергетический комплекс является становым хребтом российской экономики, а выставка «Нефтегаз», в свою очередь, — одной из главных технических выставок, которая демонстрирует возможности российских компаний и зарубежных партнеров.

Заместитель министра промышленности и торговли Российской Федерации Михаил Иванов:

– Выставку и Национальный нефтегазовый форум сопровождает обширная деловая программа. Многие темы, которые будут обсуждаться, имеют высокую актуальность. Минпромторг планирует принять самое активное участие в предстоящих дискуссиях.

Выступавшие обратили внимание на внушительный список участников «Нефтегаз-2021» более чем из 20 стран, что говорит о притягательности отрасли нефтегазового машиностроения для широкого круга специалистов.

СТАТИСТИКА

- 449 компаний из 23 стран
- 357 российских компаний
- Национальные экспозиции Германии, Чехии
- 15 001 м^2 — площадь нетто

ЭКСПОЗИЦИЯ

В этом году на площади более 15 000 м^2 свои достижения продемонстрировали 449 компаний из 23 стран мира. Национальные экспозиции представили фирмы из Германии, Чехии.

Выставка «Нефтегаз-2021» собрала ключевых игроков нефтегазовой отрасли. Разработки отечественных компаний продемонстрировали «Газпром», «Буринтех», «Транснефть», «ТМК», «ВЭЛАН», «Горэлтех», «СибБурМаш», «НТА-Пром», «Теккноу», «Эмикон», Сибирская Промышленная Группа, «Крус-запад», «ОМК», «Геа Рефрижерейшн Рус», Заводоуковский машзавод, «НКМЗ-Групп», «Total Восток», «Б+Р Промышленная Автоматизация», ОКБ «Зенит», «Нефтесервисприбор», «Электрощит Самара», «ЧЭТА», «ЧЭАЗ», «Технодинамика», «ОДК», Каспийский трубопроводный консорциум, «Таграс Холдинг», «Прософт-Системы», «Синтек», «Фидмаш», «Волгограднефтемаш» и другие.

В выставке приняли участие ведущие производители и поставщики мирового нефтегазового рынка: Siemens, Schneider Electric, Enotec GmbH, Phoenix Contact, H. BUTTING GmbH & Co. KG, Sorb® XT, Samson Controls ООО, VEGA Grieshaber KG, Walther-Präzision, Sumitomo Corporation, Enerpac B.V., Draeger и другие. Многие зарубежные компании представили их российские партнеры.

Отзывы экспонентов и посетителей о выставке подтверждают уникальность мероприятия с точки зрения российской нефтегазовой отрасли. Они получили максимальную отдачу от участия в выставке: показали передовые новинки техники, встретились со старыми партнерами и обрели новых, провели продуктивные переговоры. Особенно ценным оказалось живое общение.

Ирина Корнева, начальник отдела выставочной деятельности компании «ОДК»:

– Мы являемся постоянными участниками данной выставки. В этом году мы постарались максимально наполнить нашу экспозицию.

Выставка набрала достойное число посетителей. Выставка яркая, привлекает своим нестандартным подходом. Здесь очень много интересных стендов. И наш стенд — один из них.

Светлана Королева, начальник отдела имиджевых мероприятий компании «Транснефть»:

– «Транснефть» традиционно принимает участие в выставке «Нефтегаз». На нашем стенде впервые в этом году представлены новые технологии 3D, с помощью которых мы демонстрируем, в частности, насосное оборудование. В этом году на выставке большое количество посетителей. Хотела бы особенно отметить замечательную организацию. Планируем и в дальнейшем принимать участие в выставке «Нефтегаз».

Даниил Тарасов, заместитель директора по производству и развитию компании «Нефтесервисприбор»:

– Выставка «Нефтегаз» — это место встречи ключевых игроков нефтегазовой отрасли. Наша компания участвует в ней уже десятый год. Мы представляем свою продукцию и очень рады, что в этом году выставка состоялась. Для нас как производителя из региона России — это возможность встретиться с коллегами, потребителями нашей продукции, показать новинки производства, расширить деловые контакты. На выставку «Нефтегаз» стараемся каждый год привозить что-то новое — разработку, модификацию. Выставка дает возможность потребителям нашей продукции задать все интересующие их вопросы, получить консультацию наших ведущих специалистов.

Михаил Мартынов, вице-президент по стратегии и развитию бизнеса компании «Электрощит Самара»:

– «Электрощит Самара» уже не первый год участвует в выставке «Нефтегаз». Для нас эта выставка очень важна, поскольку это одно из немногих событий в нынешние коронавирусные времена, когда действительно можно пообщаться с заказчиками, встретиться с ними, показать новинки. И, конечно, возможность такого живого общения особенно ценна. Выставка в этом году юбилейная. Желаем посетителям и участникам выставки провести ее с пользой.

Антонина Душкина, менеджер по маркетинговым коммуникациям DRAEGER:

– На выставке «Нефтегаз» в этом году мы наблюдаем очень профессиональную технически подкованную аудиторию. Посетители приходят к нам с целевыми запросами, интересуются передовыми новинками техники для контроля опасных газов и нашими средствами индивидуальной защиты. Мы рады принимать участие в 20-й юбилейной выставке «Нефтегаз» и являемся в этом году ее партнером. Для нас это одно из ключевых отраслевых мероприятий, необходимое для установления контактов. Поэтому мы уже приняли решение участвовать в выставке и в следующем году.

ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА

В рамках деловой программы выставки «Нефтегаз-2021» состоялись многочисленные презентации, тематические сессии, конференции, круглые столы.

Одним из основных мероприятий деловой программы выставки «Нефтегаз-2021» стал Национальный нефтегазовый форум. Темами обсуждения стали: текущий анализ и прогноз развития энергетических рынков; цифровизация профессий, промышленная автоматизация и искусственный интеллект; водородная стратегия: развитие перспективных технологий, международное сотрудничество и экономические точки роста; ESG-проекты и инновации; декарбонизация ТЭК и углеродный менеджмент и многие другие.

На мероприятиях деловой программы выставки «Нефтегаз-2021» удалось достичь эффективной комбинации офлайн- и онлайн-форматов участия. Ознакомиться со всеми мероприятиями можно на сайте выставки www.neftegaz-expo.ru

В следующем году 21-я международная выставка «Нефтегаз-2022» пройдет в ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» с 18 по 21 апреля 2022 года.

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

7-9 сентября
Казань-2021

28-я международная специализированная выставка
НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

OILEXPO.EXPOKAZAN.RU

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА

ОАО «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
expokazan02@mail.ru
Тел. (843) 202-29-93
www.expokazan.ru

16+

XXVI МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2021

XXVI INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL AND GAS 2021

ОРГАНИЗАТОР: ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ, окружной выставочный центр

MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА: EXPOTECH

22-24 СЕНТЯБРЯ 2021

г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

+7 (3462) 94-34-54

sales@yugcont.ru

www.sngexpo.ru

vk.com/sngexpo

@sngexpo

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2021 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьигаз #2021 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech

ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVI МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2021»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2021» принимаются до 09.09.2021 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальной сайте: **www.sngexpo.ru**

5–8 ОКТЯБРЯ 2021

GF

X ЮБИЛЕЙНЫЙ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ
О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

Министерство энергетики Российской Федерации

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ПАРТНЁРЫ

uniper

OMV

Boskalis

ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ

Комита ГРУППА КОМПАНИЙ

Концерн ВКО Алмаз - Антей

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР

ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ТМК ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ГАЗПРОМБАНК

ГМС ГРУППА

БАНК РОССИЯ

ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ

ОМК

ОБЪЕДИНЕННЫЙ ПРОМЫШЛЕННЫЙ КОМПЛЕКС

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

GAS-FORUM.RU 18+

SAMARAGIPS

БЫСТРОСХВАТЫВАЮЩИЕСЯ СМЕСИ

- цементирование в условиях ММП
- ликвидация поглощений технологических жидкостей
- ремонт скважин

Основные особенности материала

- оптимальное время загустевания и сроки схватывания
- быстрый набор начальной прочности
- отсутствие усадки
- хорошая текучесть тампонажной смеси
- водоудерживающая способность
- отсутствие расслоения смеси
- низкая водоотдача

Технические характеристики БСС

Подбор рецептур быстросхватывающихся смесей производится исходя из скважинных условий

- плотность БСС 1,6–1,9 г/см^3
- время загустевания до 70 Вс 90-240 мин
- прочность за 6–8 часов не менее 10 Мпа (1450 Psi)

Центр технологий применения продуктов SAMARAGIPS
+7 (846) 277 79 97 (доб. 4074)
+7 (937) 991 31 24
medvedev.y@samaragips.ru
www.samaragips.ru

ВИМАТЕК

Разработчик и производитель оборудования неразрушающего контроля и диагностики насосно-компрессорных, бурильных труб и насосных штанг на устье скважин или в условиях трубных баз, для оптимизации расходов на логистику и ремонт извлекаемых элементов колонн

АО «Виматек»
Санкт-Петербург
+7 (812) 448 18 11; 448 18 18
vimatec.ru info@vimatec.ru